

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LOS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN
SARTA DUAL Y PCP METAL-METAL Y SU APLICACIÓN EN UN CAMPO DE
CRUDO PESADO EN EL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO**

**JOSÉ CARLOS BAQUERO PEÑALOZA
BREYNER VILLEGAS VÉLEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LOS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN
SARTA DUAL Y PCP METAL-METAL Y SU APLICACIÓN EN UN CAMPO DE
CRUDO PESADO EN EL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO**

**JOSÉ CARLOS BAQUERO PEÑALOZA
BREYNER VILLEGAS VÉLEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para al título de Ingeniero de
Petróleos**

**Director:
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos**

**Codirectores:
ÁLVARO CAÑAS MORALES
Ingeniero de Petróleos**

**HART WILLIAM BARRIOS JOHNSON
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

Dedico mi trabajo de grado principalmente a Dios porque sin la presencia de él en cada decisión, en cada momento bueno y no tan bueno, nada de esto se hubiese logrado.

*También le dedico este logro a mi familia, principalmente a mi padre **Manuel Villegas Morales** y mi madre **Ana Libia Vélez**, los cuales han estado ahí desde el minuto cero apoyándome condicionalmente y aconsejándome cada segundo de mi vida lo mejor para poder lograr mis sueños, los cuales son sus sueños. Ellos son las turbinas principales de este avión lleno de sueños.*
Gracias infinitas mis viejos.

*Dedico este trabajo al resto de mi familia, a mis hermanos: **Erika Villegas**, **Juan Carlos Hernández** y **Oscar Hernández**; que siempre me apoyaron en todo, dándome también los mejores consejos; a mis primos(a); a mis tíos(a) y a mis abuelos que desde el inicio de mi proyecto de vida no dudaron de él.*
Gracias Familia.

Dedico también este trabajo a mi compañera sentimental y colega, la cual fue muy importante en todo este proceso, por estar ahí en los momentos más difíciles, por sus consejos y por darme esa fuerza y ese ánimo que necesitaba en ocasiones para continuar.
*Gracias **Clara Velásquez**.*

Por último, dedicarles este trabajo a mis compañeros y especialmente a mis amigos, los cuales siempre estuvieron presentes en cada momento.

Muchas gracias a todos.

Breyner Villegas Vélez

DEDICATORIA

Primero que todo darle las gracias totales a Dios por hacer posible mi sueño de estudiar una carrera universitaria y por no soltar mi mano en cada paso que di hasta culminar este trabajo de grado que me acreditara mi título de ingeniero de petróleos.

*Gracias a mis padres **José Baquero** y **Nuria Peñaloza** por ser mi pilar y mi apoyo incondicional a lo largo de todos los años de mi vida, sin ellos tampoco hubiese sido posible esto.*

A mis hermanas, a mis sobrinos a mis tíos(as), a mis abuelos y a todos los miembros de mi familia que pusieron su grano de arena para ayudar a ser posible esto.

*A mis amigos que siempre estuvieron apoyándome y sacándome una sonrisa en cada momento, especialmente ah **Carlos Fontalvo**, **Kemer Noguera**, **José Vásquez**, **Juan Carlos Charry**, **Michael Rojas** y **Yeyson Carvajal** por estar ahí en las buenas y en las malas apoyándome y guiándome a cada momento,
Gracias totales.*

*A **Tatiana cruz** porque en el poco tiempo de conocerla a sido mi apoyo y me ha acompañado en esas noches duras donde muchas veces me quería rendir y ella siempre fue luz y con su sonrisa me ayudaba a seguir adelante.
Gracias mi vida.*

*Por último, a mi compañero de tesis **Breyner Villegas** por el apoyo y por nunca desistir y siempre con ese mismo carisma que ayudo para sacar este proyecto de grado adelante.*

Muchas gracias a todos.

José Carlos Baquero Peñaloza

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios y a nuestras familias, también a nuestro director de tesis el ingeniero Erik Giovany Montes Páez, por todo su apoyo y dedicación en este proyecto.

También agradecemos y dedicamos este logro a la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltda., por la confianza y el apoyo; principalmente agradecer a los ingenieros Hart William Barrios Johnson y Álvaro Cañas Morales por su ayuda y apoyo.

Por ultimo agradecemos a nuestra Alma Mater, la Universidad Industrial de Santander con todo su personal docente, administrativos y demás; por toda la enseñanza y conocimiento brindado.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	24
1. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN	26
1.1 BOMBEO MECÁNICO	26
1.1.1 Principio de operación.	27
1.1.2 Ensamblaje de superficie.	28
1.1.3 Ensamblaje de fondo.	28
1.1.4 Ventajas	29
1.1.5 Desventajas	30
1.2 SISTEMA SARTA DUAL (BOMBEO MECÁNICO CON COMPLETAMIENTO DUAL PARA INYECCION DE VAPOR)	30
1.2.1 Principio de operación.	31
1.2.2 Ensamblaje de superficie.	32
1.2.3 Ensamblaje de fondo.	33
1.2.4 Ventajas	35
1.2.5 Desventajas	35
1.2.6 Procedimiento de instalación (Conversión de sarta convencional a sarta dual)	35
1.3 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)	39
1.3.1 Principio de operación.	40
1.3.2 Ensamblaje de superficie	41
1.3.3 Ensamblaje de fondo	48
1.3.4 Ventajas	53
1.3.5 Desventajas	53
1.4 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS METAL – METAL (AMPCP)	54

1.4.1 Principio de operación.	57
1.4.2 Ensamblaje de superficie.	57
1.4.3 Ensamblaje de fondo.	57
1.4.4 Ventajas	59
1.4.5 Desventajas	59
1.4.6 Procedimiento de instalación (AMPCP).	59
2. CASOS DE APLICACIÓN A NIVEL MUNDIAL DE LAS TECNOLOGÍAS:	
AMPCP Y SARTA DUAL.	61
2.1. CASOS DE APLICACIÓN: AMPCP	61
2.1.1. Liaohe Oil Field.	61
2.1.2. Huyaparí Oil Field.	63
2.2. CASOS DE APLICACIÓN: SARTA DUAL	64
2.2.1. Abarco Oil Field.	64
2.2.2. TINBOP.....	67
3. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS TECNOLOGÍAS IMPLEMENTADAS EN EL CAMPO DE CRUDO PESADO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.	71
3.1. ANÁLISIS A	73
3.1.1. Pozo A1	73
3.1.2. Pozo A2	76
3.2. ANÁLISIS B	78
3.2.1. Pozo B1	78
3.2.2. Análisis general pozos B.....	80
4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS TECNOLOGÍAS IMPLEMENTADAS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.	84
4.1. ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO (CAPEX) – POZO B3	85
4.2. ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX) – POZO B3.....	87
4.3. ANÁLISIS DE INGRESOS POR PRODUCCIÓN INCREMENTAL – POZO B3	91
4.4. EVALUACIÓN FINANCIERA – POZO B3.....	93

4.4.1. Valor Presente Neto – VPN	93
4.4.2. Tasa Interna de Retorno – TIR.	98
4.5. RESULTADO FINANCIERO FINAL DE TODOS LOS POZOS ANALIZADOS.	101
5. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE MÉTODOS DE PRODUCCIÓN, SD Y AMPCP	104
5.1 ESTRUCTURA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN SD Y AMPCP	104
5.2 TECHNICAL SCREENING	105
5.3 DEFINICIÓN DE PARÁMETROS Y SU IMPORTANCIA PARA LA SELECCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN	106
5.4 APLICACIÓN DE METODOLOGÍA DE SELECCIÓN EN POZO ABA- PH11HZ12	114
6. CONCLUSIONES	124
7. RECOMENDACIONES	125
BIBLIOGRAFÍA	126
ANEXOS	128

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Unidad de Bombeo Mecánico.....	27
Figura 2. Ensamblaje de superficie y de fondo de un sistema de Bombeo Mecánico.	29
Figura 3. Unidad de Bombeo Mecánico con completamiento dual en fondo (Sistema Sarta Dual).....	31
Figura 4. Principio básico operación sarta dual.	32
Figura 5. Cabezal de un sistema de inyección dual.....	33
Figura 6. Ensamblaje de superficie y de fondo de un sistema Sarta Dual.	34
Figura 7. Cabezal de PCP Convencional.....	40
Figura 8. Cabezal de rotación (PCP).	42
Figura 9. Poleas y correa.....	43
Figura 10. Control backspin.	44
Figura 11. Caja de empaquetaduras.....	44
Figura 12. Motor a Gas de combustión interna.	45
Figura 13. Motor eléctrico.	46
Figura 14. BOP.	46
Figura 15. Variador de frecuencia.....	47
Figura 16. Rotor y estator.	48
Figura 17. Justas de varilla.	49
Figura 18. Nilple de paro.....	50
Figura 19. Ancla de torque.....	51
Figura 20. Rod guide's.	51
Figura 21. Ensamblaje de superficie y fondo de pozo (PCP).....	52
Figura 22. Estator y rotor de AMPCP (PCM).	55

Figura 23. Nomenclatura ISO de bombas PCP Vulcain™ (PCM), datos de capacidades de levantamiento y diámetros de las bombas.....	56
Figura 24. Estator de PCP Vulcain™ – PCM (AMPCP).....	57
Figura 25. Ensamblaje de superficie y fondo de PCP Vulcain™ (PCM).....	58
Figura 26. Procedimiento operativo de proceso de instalación de AMPCP.	60
Figura 27. Sistema de inyección con sarta dual.....	65
Figura 28. Comportamiento de producción del pozo ABA PH3HZ3, en su primer ciclo de inyección con el sistema sarta dual.	67
Figura 29. Esquema del método TINBOP.....	67
Figura 30. De la producción acumulada de petróleo muestra una mayor recuperación de petróleo con TINBOP - (Modelo SPE).....	70
Figura 31. Esquema general de los pozos en estudio	72
Figura 32. Historial de producción del pozo A1 con los ciclos de inyección de vapor.....	73
Figura 33. Historial de producción del pozo A2 con los ciclos de inyección de vapor.....	76
Figura 34. Historial de producción del pozo B1 con los ciclos de inyección de vapor.....	78
Figura 35. Producción incremental (BO), durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.....	81
Figura 36. Vapor inyectado (MMBTU), durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.....	82
Figura 37. Diferidas por Well Service (BO).	83
Figura 38. Flujo de caja AMPCP.....	95
Figura 39. Flujo de caja SD.....	96
Figura 40. Flujo neto de caja AMPCP.....	97
Figura 41. Flujo neto de caja SD.....	97
Figura 42. Comportamiento de niveles de fluido del pozo B1, con el sistema AMPCP.	109

Figura 43. Comportamiento de niveles de fluido del pozo B1, con el sistema AMPCP.	110
Figura 44. Estator de AMPCP con pequeños daños internos por producción de fluido con alto contenido de arena.	113
Figura 45. Estado mecánico de pozo ABA-PH11HZ12.....	117
Figura 46. Registro sonolog de pozo ABA-PH11HZ12.	118
Figura 47. Diseño de cabezal de superficie de sistema Sarta Dual del pozo ABA-PH11HZ12.	123
Figura 48. Diseño de pozo en fondo con sistema Sarta Dual.	123

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Procedimiento de conversión de sarta convencional a sarta dual (P1)....	36
Tabla 2. Procedimiento de conversión de sarta convencional a sarta dual (P2)....	38
Tabla 3. Información Pozo A.....	61
Tabla 4. Información Pozo B6P09.	63
Tabla 5. Propiedades de los modelos de yacimiento.....	66
Tabla 6. Propiedades del modelo de yacimiento.	68
Tabla 7. Resultados del pozo A1 durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.....	74
Tabla 8. Resultados del pozo A2 durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.....	77
Tabla 9. Resultados del pozo B1 durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.....	79
Tabla 10. Resultados de los pozos del análisis B durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.....	80
Tabla 11. Coste de los equipos por pozo de la tecnología sarta dual, y coste total de inversión inicial.....	85
Tabla 12. Coste de los equipos por pozo de la tecnología AMPCP, y coste total de inversión inicial.....	86
Tabla 13. Producción incremental por ciclo de inyección en cada tecnología.	88
Tabla 14. Costos de operación cuando el pozo B3 comenzó su etapa de producción en los primeros ciclos con AMPCP.....	89
Tabla 15. Costos de operación cuando se implementó en el pozo B3 la Sarta dual.	89

Tabla 16. Calculo de egresos netos asociados a la operación del pozo B3, teniendo en cuenta data de tiempo de intervención a pozos y los MBTU inyectados, por cada ciclo.....	90
Tabla 17. Precio de venta del barril (USD).	91
Tabla 18. Porcentaje de regalías según ley 756 de 2002.	92
Tabla 19. Producción incremental neta del pozo B3.....	92
Tabla 20. Ingresos netos por tecnología y por ciclo para el pozo B3.....	93
Tabla 21. Tasa interna de retorno para AMPCP.	100
Tabla 22. Tasa interna de retorno para SD.....	100
Tabla 23. Resultado análisis económico pozos estudios (1).	102
Tabla 24. Resultado análisis económico pozos estudios (2).	102
Tabla 25. Technical Screening.....	106
Tabla 26. Servicios de pozo del pozo ABA-PH11HZ12 en su último ciclo de inyección.....	114
Tabla 27. Listado de pruebas de pozo realizadas en el último ciclo de inyección del pozo ABA-PH11HZ12.	115
Tabla 28. Niveles de fluido durante el último ciclo de inyección del pozo.....	117
Tabla 29. Prueba Assay del crudo.	119
Tabla 30. Comparación de condiciones de pozo y propiedades de fluido del pozo ABA-PH11HZ12 con las presentadas en el technical screening de las dos tecnologías.....	120
Tabla 31. Costos de inversión inicial promedio de las tecnologías de producción de análisis.....	121
Tabla 32. Ponderación de condiciones de pozo y fluido, los cuales se analizan en la metodología de selección.....	121

LISTA DE ECUACIONES

Pág.

Ecuación 1. Valor presente neto (VPN).	94
Ecuación 2. Tasa Interna de Retorno (TIR).	99

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Procedimiento de instalación de AMPCP.....	128
ANEXO B. Nomenclatura PCM.....	144
ANEXO C. Especificaciones técnicas y operativas de PCP Vulcain TM 80V1000.	145
ANEXO D. Costo de sistema AMPCP.	147

GLOSARIO

ACEITE EXTRAPESADO: aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento.

ACEITE PESADO: es aquel cuya densidad es menor o igual a 21,9 grados API.

ANULAR: espacio que hay entre la tubería de producción y el revestimiento del pozo.

ÁRBOL DE PRODUCCIÓN (Christmas Tree): ensamblaje de válvulas, flanches e indicadores de presión instaladas en cabeza de pozo después de ser completado para controlar la producción de fluidos.

BARRILES DIARIOS: en producción, el número de barriles de hidrocarburos producidos en un periodo de 24 horas. Normalmente es una cifra promedio de un periodo de tiempo más grande.

BOMBA TRIPLEX: equipo usado para bombear fluidos en el pozo, funciona con tres pistones que se mueven mediante la generación de potencia de un motor.

Cabeza de pozo (well head): terminación en superficie de un pozo que incorpora las facilidades para instalar colgadores de revestimiento y de tubing.

CABEZAL DE UNIDAD DE BOMBEO MECANICO (Horse Head): sección de la unidad de bombeo que une la sarta de varilla con la viga viajera, tiene la forma de cabeza de un caballo, por eso se le conoce como caremulo, carecaballo, entre otros.

CASING: tubería de revestimiento que se baja en el pozo durante la etapa de perforación, se usa para aislar el subsuelo del interior del pozo.

COLGADOR DE TUBERÍA (Tubing Hanger): dispositivo instalado en la parte superior de la sarta de tubería en el cabezal del pozo para soportar la sarta de tubería.

ESPESOR NETO (hn): resulta de restar al espesor total las porciones que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

FACTOR DE RECUPERACIÓN (fr): es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de aceite o gas, medido a condiciones atmosféricas, de un yacimiento.

FLANCHE DUAL DE TRABAJO: flanche excéntrico instalado sobre el flanche dual del pozo utilizado para instalar preventoras de tubería para maniobrar la sarta de producción del pozo.

FLANCHE DUAL DEL POZO: cabeza de pozo especial en la cual se cuelgan y roscan la sarta de inyección de vapor y producción.

HOLD DOWN: válvula ciega que se utiliza para probar la integridad de la tubería de producción desde la nipplesilla hasta la superficie.

LÍMITE ECONÓMICO: es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.

PRODUCCIÓN CALIENTE: es la producción óptima de aceites pesados a través del empleo de métodos térmicos de recuperación mejorada.

PRODUCCIÓN FRÍA: es el uso de técnicas operativas y especializadas de explotación, cuya finalidad es producir rápidamente aceites pesados sin aplicar métodos de recuperación térmica.

RECUPERACIÓN MEJORADA: es la extracción adicional del petróleo después de la recuperación primaria, adicionando energía o alterando las fuerzas naturales del yacimiento.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: técnicas de extracción adicional de petróleo después de la recuperación primaria. Esta incluye inyección de agua, o gas con el propósito en parte de mantener la presión del yacimiento.

SARTA DE TUBERÍA: conjunto de tubulares y accesorios de tubería unidos entre sí a través de roscas de tubería.

SARTA DUAL: dos sarta de tubería que se encuentran simultáneamente en un pozo, específicamente, sarta de inyección de vapor y producción de fluidos.

SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN: cualquiera de las técnicas empleadas para extraer el petróleo de la formación productora a la superficie, cuando la presión del yacimiento es insuficiente para elevar el petróleo en forma natural hasta la superficie.

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN: conducto que se utiliza para permitir el flujo de hidrocarburos desde el fondo del pozo hasta superficie.

WELL SERVICE: también conocido como servicio a pozo, es el conjunto de actividades de mantenimiento a pozo, ejecutados por el equipo varillero o unidad Flush By.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LOS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN SARTA DUAL Y PCP METAL-METAL Y SU APLICACIÓN EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN EL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO.*

AUTORES: JOSE CARLOS BAQUERO PEÑALOZA**
BREYNER VILLEGAS VÉLEZ

PALABRAS CLAVES: Bombeo de cavidades progresivas metal-metal, Sistema sarta dual, Crudo pesado, Producción incremental, Inyección de vapor, Servicios de pozo, Costos de operación.

DESCRIPCIÓN: El aumento de la producción de crudo pesado cada día representa un reto tecnológico y comercial, debido a que son más complejos sus métodos de extracción, procesamiento, transporte y refinación. Lo complejo de sus métodos de extracción son las condiciones de operación que se deben manejar a la hora de implementar estos; un ejemplo claro son las condiciones que se generan a la hora de producir crudo pesado en pozos estimulados con inyección de vapor cíclica, por lo que la producción del pozo se va dar en dos escenarios. Un primer escenario es la producción en caliente y otro escenario la producción en frío. La producción en caliente es la que se da contiguamente a la inyección y la fase fría surge cuando la temperatura aportada al fluido luego de la inyección sufre una disminución y la viscosidad un aumento. Esta variación que se presenta en estas dos propiedades dan origen a problemas operativos a la hora de producir, uno de ellos es la flotabilidad de varilla que se presenta por la boyanza de la sarta de bombeo (Varilla) en el fluido, otro problema es el cierre parcial de las válvulas que compone la bomba de fondo, producto de la alta densidad del fluido que no permite el cierre completo de estas. Todos estos problemas asociados a la producción llevaron a la búsqueda de técnicas que mitigaran en gran parte esto, la primera de ellas es conocida como Sarta Dual, la cual es un completamiento que presenta una configuración de dos tuberías dentro de un mismo pozo, una para la inyección de vapor y otra para la producción de hidrocarburos, ayudada con un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA) Bombeo Mecánico Convencional en superficie; como segunda solución aparece el SLA por Cavidades Progresivas (PCP) metal - metal, el cual se adapta mejor al recobro térmico, ya que una bomba PCP convencional tendría limitantes por las altas temperaturas a la cual se estimulan los pozos. En este trabajo se presenta un análisis técnico y económico, para determinar cómo fue el desempeño de estas dos tecnologías y crear una metodología para nuevas instalaciones de estas.

* Proyecto de grado

** Facultad Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Erik Giovany Montes Páez. Codirectores: Álvaro Cañas Morales y Hart William Barrios Johnson

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS OF THE METHODS OF PRODUCTION SARTA DUAL AND PCP METAL-METAL AND ITS APPLICATION IN A FIELD OF HEAVY CRUDE IN THE VALLEY OF THE MIDDLE MAGDALENA*

AUTHORS: JOSE CARLOS BAQUERO PEÑALOZA**
BREYNER VILLEGAS VÉLEZ.

KEY WORDS: Progressive Cavity Metal-to-Metal Pumping, Dual String System, Heavy Oil, Incremental Production, Steam Injection, Well Services, Operating Costs.

DESCRIPTION: The increase in the production of heavy crude oil every day represents a technological and commercial challenge, due to the fact that their methods of extraction, processing, transportation and refining are more complex. The complex of its extraction methods are the operating conditions that must be managed at the time of implementing these; a clear example are the conditions that are generated at the time of producing heavy crude in wells stimulated with cyclic steam injection, reason why the production of the well is going to take place in two scenarios. One scenario is hot production and another scenario is cold production. Hot production is that which occurs adjacent to the injection and the cold phase arises when the temperature contributed to the fluid after injection suffers a decrease and viscosity an increase. This variation presented in these two properties give rise to operational problems at the time of producing, one of them is the buoyancy of rod that is presented by the buoyancy of the pumping rod (rod) in the fluid, another problem is the partial closure of the valves that make up the bottom pump, a product of the high density of the fluid that does not allow the complete closure of these. All these problems associated to the production took to the search of techniques that mitigated in great part this, the first one of them is known as String Dual, which is a completion that presents a configuration of two pipes inside the same well, one for the injection of steam and another one for the production of hydrocarbons, helped with a Systems of Artificial Lifting (SAL) Conventional Mechanical Pumping in surface; The second solution is the Progressive Cavity SLA (PCP) metal-to-metal, which adapts better to thermal recovery, since a conventional PCP pump would be limited by the high temperatures at which the wells are stimulated. In this work, a technical and economic analysis is presented to determine the performance of these two technologies and to create a methodology for their new installations.

* Draft Grade

** Physical Chemistry Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Erik Giovany Montes Páez. Codirectores: Álvaro Cañas Morales y Hart William Barrios Johnson

INTRODUCCIÓN

Los campos petroleros operados por la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltda., en asociación con Ecopetrol S.A., presentan una característica en común y es que todos son productores de crudo pesado, los cuales tienen una alta viscosidad y su proceso de extracción es bastante complejo. Mansarovar Energy es una compañía reconocida en Colombia por su alto desempeño en la explotación, tratamiento y transporte de crudos pesados.

Mansarovar Energy es una compañía pionera en Colombia en la inyección de vapor cíclica como método de recobro mejorado, la mayoría de los campos de la asociación incluyendo el campo estudio donde se realizó este trabajo de grado han respondido satisfactoriamente a la estimulación con vapor, aunque se han presentado inconvenientes a lo largo de la etapa productiva de los pozos, especialmente en la producción en frío, producción donde la viscosidad del crudo es muy elevada y aumenta las cargas en el sistema de levantamiento artificial comúnmente utilizado que es el bombeo mecánico, se presenta flotabilidad de varilla, entre otros problemas operacionales.

Dichos problemas llevaron a la compañía a estudiar estrategias para mejorar estas situaciones que se presentan seguidamente en los pozos del campo estudio. El sistema Sarta Dual y las Bombas de Cavidades Progresivas metal-metal fueron las soluciones más viables que la compañía planteó para darle solución a la problemática. Por lo cual se desarrolló una campaña de cambio de tecnología de producción en algunos pozos para determinar su comportamiento y como mejoraba la producción luego de poner en marcha alguna de estas tecnologías.

En este documento se analizó tanto técnica como económicamente la aplicación de las tecnologías en siete pozos del campo estudio para evidenciar su viabilidad y para comprobar que si sirvieron como estrategias de mejora ante las problemáticas que se presentaban en el campo durante la producción en frío en algunos pozos. Este análisis se llevó a cabo teniendo en cuenta variables como la producción de los pozos luego de implementar las tecnologías, los MMBTU inyectados por ciclos en cada uno de los pozos seleccionados para el estudio, los costos de inversión inicial, los tiempos de intervención por equipos de Well Services a los pozos, las diferidas de producción derivada de esos servicios de intervención, entre otras variables cuantitativas que ayudaron a concluir el estudio.

Se demostró mediante los resultados obtenidos en este proyecto de investigación que las dos tecnologías funcionaron y cumplieron con el objetivo principal por el cual se implementaron aunque a pesar de ser proyectos de una baja inversión inicial se evidencio un desequilibrio hacia las bombas de cavidades progresivas metal-metal, debido a las altas tasas de retorno que ofreció a la compañía la implementación de esta tecnología durante el tiempo que se realizó el estudio de este proyecto investigativo.

1. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

En la mayoría de los yacimientos, el pozo comienza a producir por flujo natural, ya que inicialmente la presión existente en el subsuelo es suficiente para impulsar los fluidos en su trayectoria a través de los poros y canales de la roca, en su ascenso por la tubería vertical o inclinada del pozo y en el desplazamiento por la tubería de flujo hasta la estación de recolección. Esa presión natural, sin embargo, se va debilitando a medida que se extraen los fluidos del yacimiento y pierde paulatinamente su fuerza impulsora, entonces se hace necesario aplicar técnicas de levantamiento artificial, con el objeto de mantener los pozos en producción.

1.1 BOMBEO MECÁNICO

El sistema de levantamiento artificial Bombeo Mecánico es el sistema con mayor aplicación a nivel mundial, este consiste en elevar el fluido desde fondo de pozo hasta superficie por medio de una bomba de profundidad accionada por una sarta de varillas que transmiten el movimiento del equipo o unidad de bombeo. El fluido es conducido hasta la superficie a través de la tubería de producción (tubing) y de allí hasta el punto de recolección por la línea de conducción.

Figura 1. Unidad de Bombeo Mecánico.



Fuente: Power and productivity for a better world (ABB). Soluciones ABB para control y movimiento de bombeo mecánico. [en línea]. Disponible en: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/capacitaciones/programa-entrenamiento-colombia/catalogos/soluciones-para-bombeo-mec%C3%A1nico.pdf?sfvrsn=2>

1.1.1 Principio de operación. El principio de operación de este método de producción se basa en el movimiento recíprocante de la unidad de bombeo, la cual imprime potencia a la sarta de varilla donde está conectada la bomba de fondo. La bomba opera en las dos carreras o recorridos de la sarta de varilla, en la carrera ascendente de esta el peso del fluido cierra la válvula viajera (T.V.) y es desplazado por el pistón hacia la superficie.

El ascenso del pistón causa una disminución de presión sobre la válvula fija, por lo que esta se abre, permitiendo el ingreso de fluido de la formación a la bomba. En la carrera descendente el movimiento del pistón incrementa la presión en la cámara entre ambas válvulas, lo que provoca la apertura de la válvula viajera (T.V.) y el

cierre de la válvula fija (S.V.). El fluido que pasa a través de la válvula viajera será elevado en la próxima carrera ascendente del pistón.

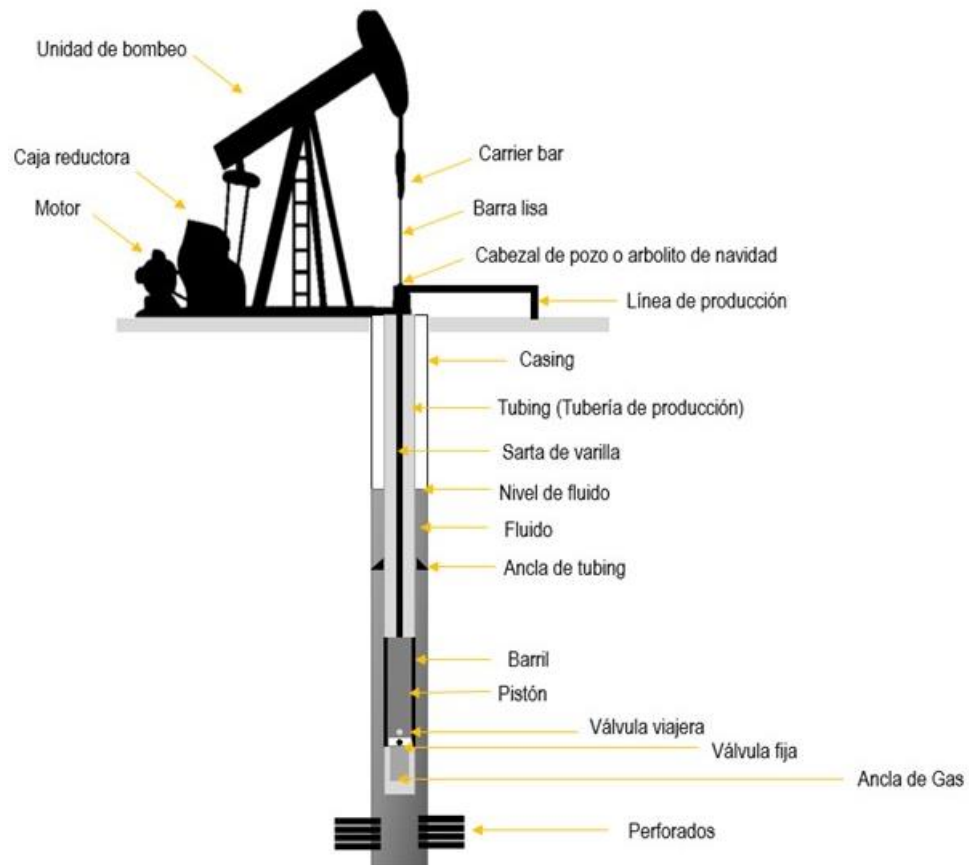
1.1.2 Ensamblaje de superficie. Estos son los elementos que componen el ensamblaje de superficie:

- Base de unidad
- Unidad de bombeo (Balancín)
- Variador de frecuencia
- Motor de unidad
- Caja reductora de velocidad
- Barra lisa
- Cabezal de pozo (Arbolito de navidad)

1.1.3 Ensamblaje de fondo. El ensamblaje de fondo consta de los siguientes elementos:

- Sarta de varilla
- Sarta de tubería
- Bomba de fondo (Bomba de tubería o de varilla)
- Accesorios (Centralizadores, crossovers, coupling)
- Niple de asiento

Figura 2. Ensamblaje de superficie y de fondo de un sistema de Bombeo Mecánico.



1.1.4 Ventajas

- Es simple y fácil de operar.
- Es eficiente y confiable.
- Puede utilizar bajas presiones para su bombeo.
- Costos de Mantenimiento bajos.
- Puede soportar altas temperaturas.

1.1.5 Desventajas

- Es problemático en pozos con alta desviación.
- Limitado en profundidad, debido principalmente a la capacidad de las varillas.
- No puede funcionar con alta producción de sólidos.
- La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando existe muy alta relación gas – líquido o bien puede bloquearse por excesivo gas libre del pozo a la entrada de la bomba.
- El tubing no puede ser revestido internamente para prevenir la corrosión.
- Las dimensiones y peso del equipamiento lo excluyen de operaciones Offshore.
- Sistema sensible a la acumulación de parafinas.

1.2 SISTEMA SARTA DUAL (BOMBEO MECÁNICO CON COMPLETAMIENTO DUAL PARA INYECCIÓN DE VAPOR)

Es un método de producción modificado, esta cuenta en fondo con un completamiento que se compone de dos sartas o tuberías, donde una tiene como función la producción de fluidos y la otra la inyección de vapor al pozo.

Figura 3. Unidad de Bombeo Mecánico con completamiento dual en fondo (Sistema Sarta Dual).

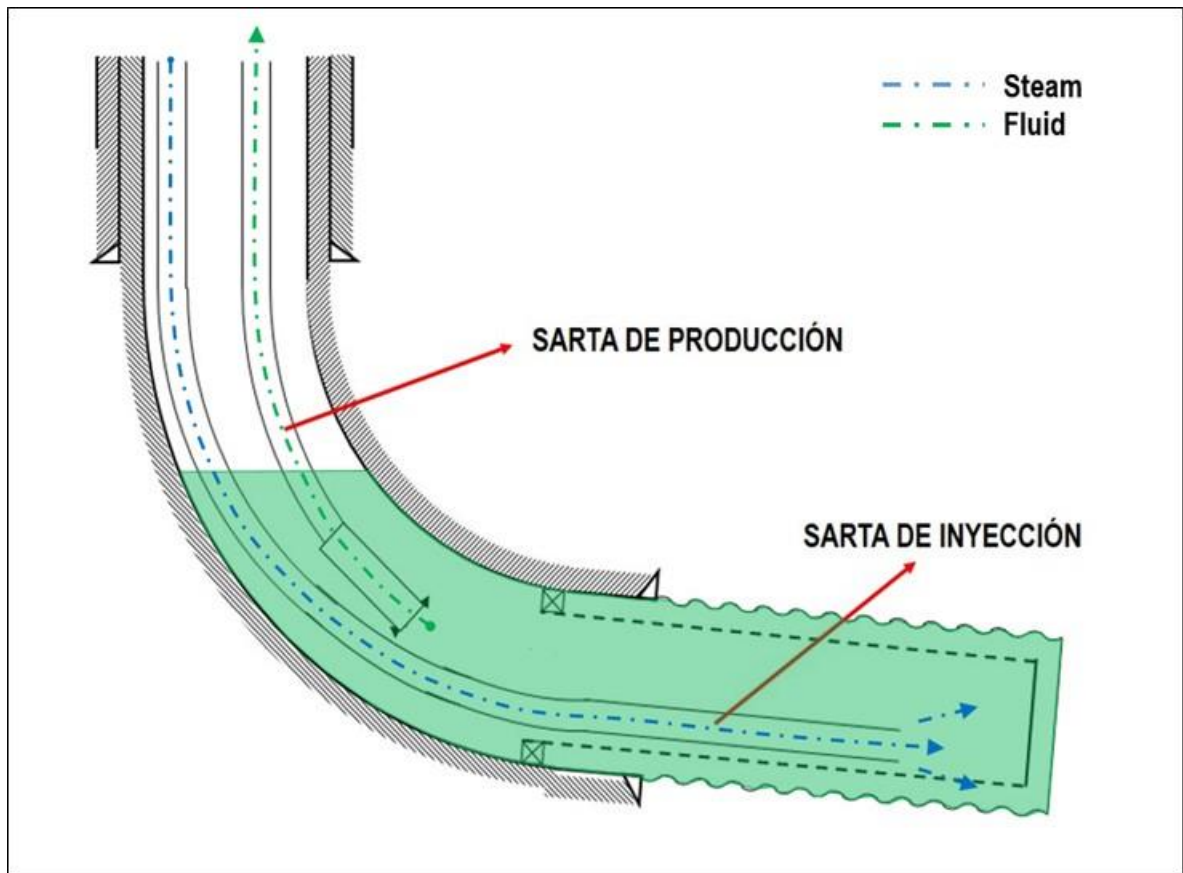


Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

La facilidad o los componentes de superficie son en su mayoría los mismos que los de un sistema de Bombeo Mecánico, ya que lo diferente que tiene este es el diseño del Casing Head por la adecuación de la segunda sarta.

1.2.1 Principio de operación. El funcionamiento básico o principio de este método es generar una disminución en la viscosidad del fluido presente en pozo, debido al aumento de temperatura del fluido producido por la estimulación constante con vapor que se le genera al pozo.

Figura 4. Principio básico operación sarta dual.

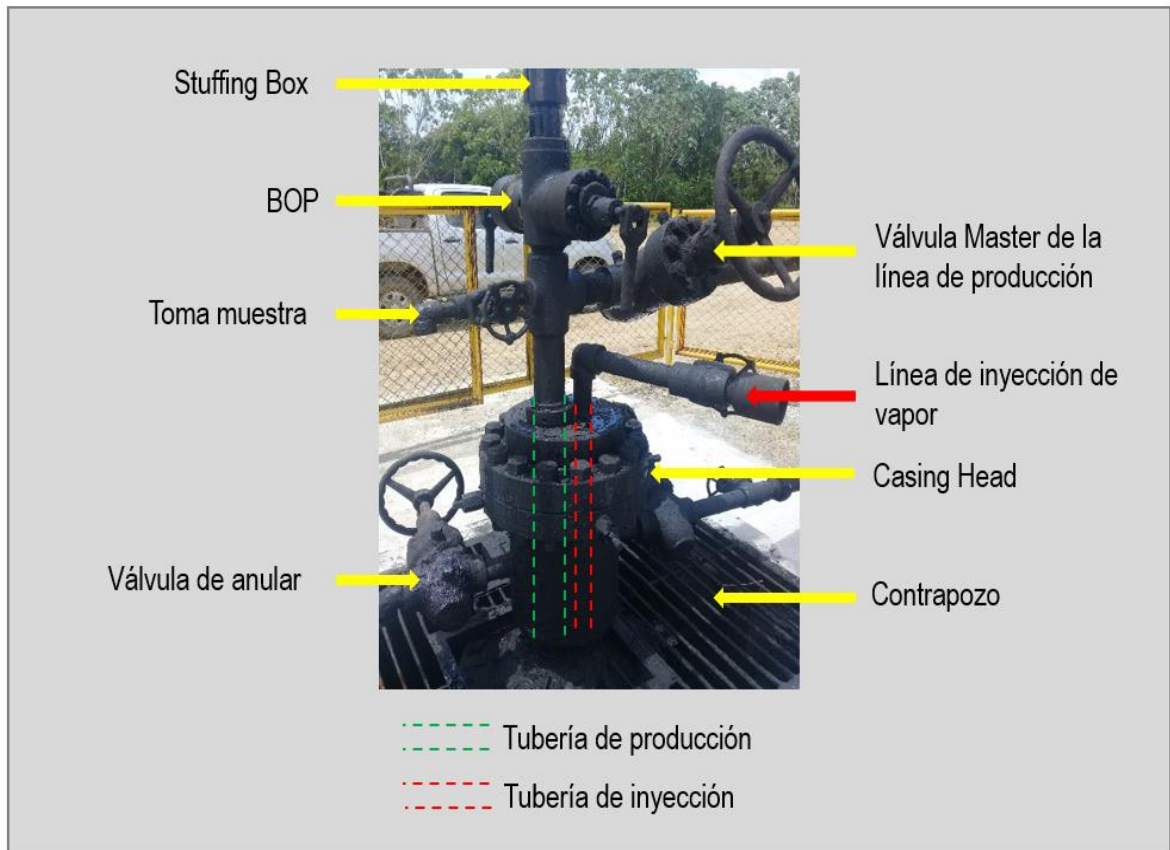


Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

1.2.2 Ensamblaje de superficie. Estos son los elementos que componen el ensamble de superficie:

- Base de unidad
- Unidad de bombeo (Balancín)
- Variador de frecuencia
- Motor de unidad
- Barra lisa
- Cabezal Dual para inyección de vapor

Figura 5. Cabezal de un sistema de inyección dual.

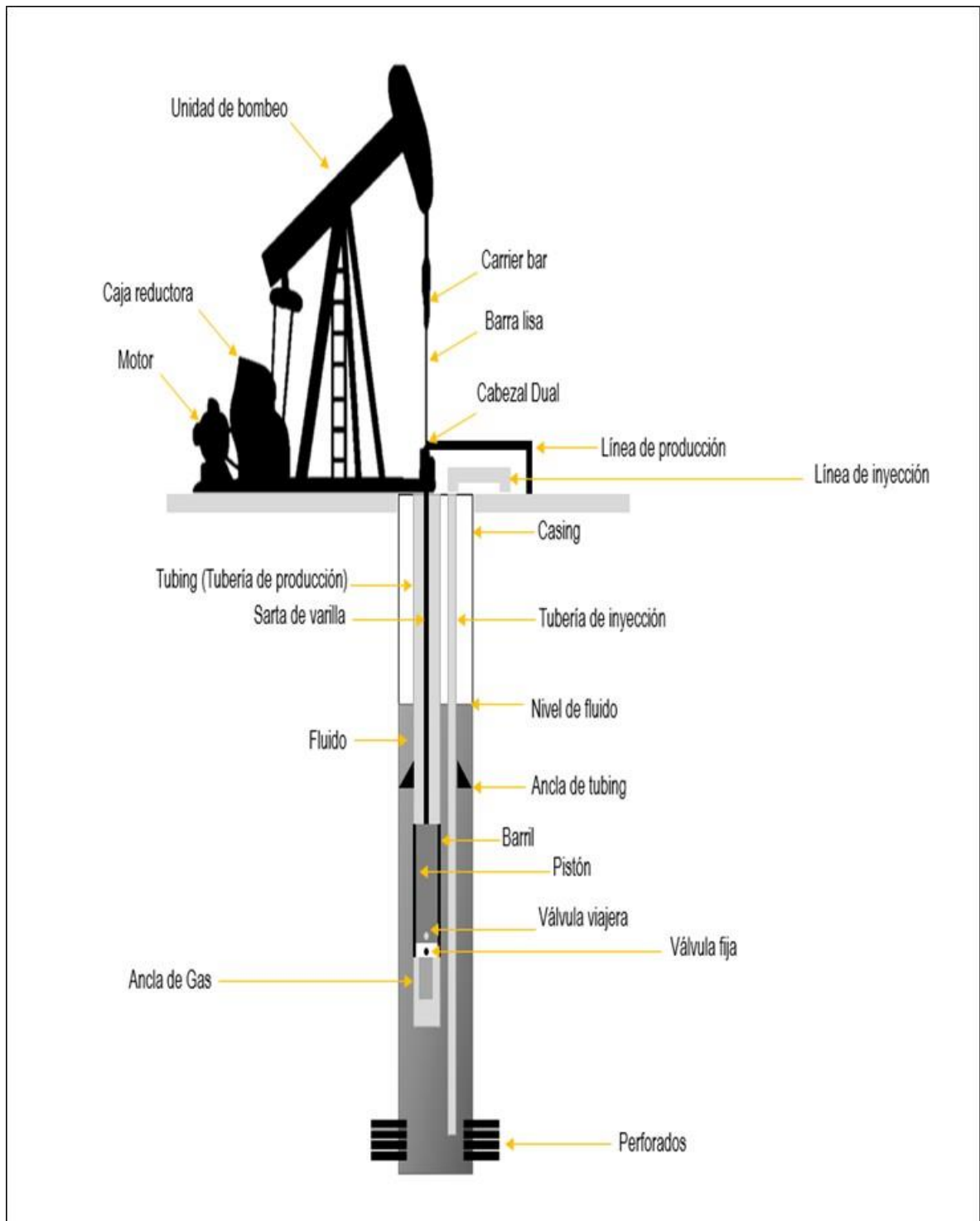


Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda. (Modificado por autores).

1.2.3 Ensamblaje de fondo. El ensamble de fondo consta de los siguientes elementos:

- Sarta de varilla
- Sarta de producción
- Sarta de inyección
- Bomba de fondo (Bomba de tubería o de varilla)
- Accesorios (Centralizadores, crossovers, coupling)
- Niple de asiento

Figura 6. Ensamblaje de superficie y de fondo de un sistema Sarta Dual.



1.2.4 Ventajas

- Posicionamiento de vapor en fondo.
- Calentamiento puntual en fondo de pozo.
- Aumenta la temperatura y disminuye la viscosidad en el fluido de fondo.
- Alta disminución de costos operacionales por intervención del pozo para adecuación de vapor.

1.2.5 Desventajas

- Incrementa los costos de implementación por la compra de: tubería, crossover, casing head dual, nipple, válvula de inyección y medidor de vapor.
- Incrementa horas de servicios a la hora realizar un servicio de tubería.

1.2.6 Procedimiento de instalación (Conversión de sarta convencional a sarta dual)

a. Descripción general

Las sartas duales se usan en Mansarovar Energy debido a la oportunidad identificada de inyectar vapor al yacimiento mientras se produce del mismo pozo. Este procedimiento describe el paso a paso de las operaciones realizadas por el Equipo de Servicio a Pozo para realizar la intervención de pozos con sarta dual de manera segura.

b. Actividades previas a la ejecución del procedimiento operativo

- Inspección de la locación y alrededores identificando peligros imprevistos al ATS del permiso de trabajo y tomar acciones correctivas en caso que sea necesario.
- Realizar monitoreo de atmosferas para asegurar la no presencia de gases tóxicos como H₂S y CO o atmósferas explosivas.

- Definir ruta de evacuación y ruta de evacuación en caso de emergencia.
- Realizar reunión pre operacional con la cuadrilla, Analista HSE, Company Man o Ingeniero de Well Services, Supervisor.

c. Procedimiento operativo

Tabla 1. Procedimiento de conversión de sarta convencional a sarta dual (P1).

Ítem	Procedimiento	Responsable
1.	Verificar condiciones del pozo antes de movilizar el equipo. Inspeccionar visualmente el tipo de flanche que tiene el pozo a ser intervenido, asegurarse de que sea un flanche de 11" x 3000 psi con la guía superior para la instalación de preventoras de tubería y en el que una sarta vaya enroscada a él y la otra vaya colgada con un colgador de tubería. Notas: Si el flanche no cumple estas características, informar al Ingeniero de Well Services para solicitar a Producción que se suministre un nuevo flanche para que sea reemplazado en la intervención, si no se cuenta con este recurso, no será posible realizar el servicio. Si se encuentra algún elemento soldado en cabeza de pozo que implique una intervención de Well Services, se debe informar oportunamente y realizar un análisis independiente de estas condiciones. Se decidirá en conjunto si se hace o no el servicio a pozo.	Supervisor de Well Services
1.1.	Verificar que no haya presión en cabeza de pozo THP y CHP, si hay registro de presión, informar al Ingeniero de Well Services y por ningún motivo se debe realizar movilización del equipo. Realizar la medición de atmósferas, verificar que no haya presencia de H₂S, CO, y los niveles de O₂ sean los adecuados. En caso de ser necesario apoyarse con el Analista HSE y el bombero de campo.	Supervisor de Well Services
1.2.	Asegurar que los anulares tengan los volantes de las válvulas de los anulares, si no se encuentran, solicitarlos al Supervisor de Producción, antes de esto no se debe empezar la movilización del equipo.	Supervisor de Well Services
2.	Retirar sarta de varilla del pozo.	Cuadrilla de Well Services

Ítem	Procedimiento	Responsable
2.1.	Identificar previamente el tipo de bomba que está en el pozo, bomba inserta o bomba de tubería, para así definir el método de desanclaje de acuerdo al procedimiento PC-WSW-005.	Maquinista
2.2.	Si se trata de una bomba de bombeo mecánico THM, usar la “volanta de rotación” para la pesca de la válvula fija de acuerdo al PC-WSW-005.	Cuadrilla de Well Services
2.3.	Hacer viaje de varilla a velocidad normal, cuando los elementos de la bomba, estén en superficie, generar registro fotográfico, y reporter.	Cuadrilla de Well Services
2.4	Retirar facilidades de trabajo de varilla.	Cuadrilla de Well Services
3.	Arme de (BOP – Blow Out Preventer) de tubería para retirar sarta de producción.	Cuadrilla de Well Services
3.1.	Desinstalar las líneas de producción y/o inyección del árbol de producción. Nota: si las facilidades están demasiado torquedadas y es difícil soltarlas manualmente, abstenerse de usar el winche del equipo como fuerza motriz para soltar las conexiones. Usar llaves de tubo y extensiones siguiendo las prácticas seguras.	Cuadrilla de Well Services
3.2.	Sí el flanche que tiene el pozo es de 11” x 3000 psi retirar los 16 tornillos de 13/8” de diámetro, limpiarlos con cepillo de acero y dejarlos en un recipiente con jabón industrial para que se puedan remover posibles residuos de hidrocarburos. Retirar flange convencional a un lado seguro de la locación. Nota: si el flanche del pozo no es de estas especificaciones informar inmediatamente al Ingeniero de Well Services quien decidirá las medidas a tomar.	Cuadrilla de Well Services
3.3	Se realiza maniobra para instalar blow out preventer de 11” x 3000 psi y/o 11” x 5000 psi. Se instala trabajador y llave hidráulica de tubería.	Cuadrilla de Well Services
4.	Sacar tubería de producción a la torre en dobles y medirla, o en sencillos y quebrarlas a los racks de tubería para realizar el cambio por tubería biselada.	Cuadrilla de Well Services
5.	Correr tubería de producción de 2-7/8” biselada hasta la profundidad indicada en el programa.	Cuadrilla de Well Services

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Tabla 2. Procedimiento de conversión de sarta convencional a sarta dual (P2).

Ítem	Procedimiento	Responsable
6.	Instalar flanche dual nuevo en el pozo. Nota: Tubería de producción de 2-7/8" biselada se rosca y la tubería de inyección de 1-1/4" biselada se cuelga. Verificar que este flanche dual tenga la guía para instalar el ring gasket.	Cuadrilla de Well Services
6.1	Instalar Pup Joint de manejo de 4 pies en la sarta de producción, verificando que entre completamente la rosca e izar la sarta de producción con el bloque viajero y el elevador en el coupling del Pup Joint. Retirar set de preventoras 11" x 3000 psi.	Cuadrilla de Well Services
6.2	Diseñar el tally del pozo con un Pup Joint de 6 pies de manejo por debajo del flange dual y así asegurar que se cumpla lo solicitado en el programa de intervención en relación a la posición de la sarta de producción. Nota: Esto con el fin de facilitar la manipulación del flange en futuras intervenciones al pozo.	Maquinista
6.3	Alzar el flanche dual nuevo y enroscarlo a la sarta producción. Nota: asegurarse de no usar el winche del equipo como fuerza motriz para esta operación, usar llaves de tubo y extensiones siguiendo las buenas prácticas establecidas por la organización.	Cuadrilla de Well Services
6.4	Instalar el flanche dual del pozo sobre la cabeza de pozo, asegurar de instalar el Ring Gasket R-53 entre los dos perfiles para asegurar sello, colocar tornillería como guía para que las bridas queden totalmente encontradas. Instalar X over 3-1/2" EUE x 3" LP con salida para circulación y monitoreo de presiones. Instalar tapón.	Cuadrilla de Well Services
7.	Instalar set de control de pozo para tubería de 1-1/4" + herramienta de manejo para tubería de 1-1/4". Correr sarta de 1-1/4" de inyección de vapor. Nota: Verificar que el elevador modificado para realizar esta operación funcione de manera adecuada.	Cuadrilla de Well Services
7.1	Instalar X over 2-7/8" EUE x 3" LP (salida de 1/2" LP) + preventora hidráulica de varilla + soporte para descansar elevador (olla).	Cuadrilla de Well Services
7.2	Correr sarta de inyección de 1-1/4" hasta donde indique el programa de producción. Nota: cualquier condición fuera del procedimiento que se presente al momento de correr la sarta de inyección de 1-1/4" reportar al Ing. de Well Services.	Cuadrilla de Well Services
8.	Verificar presión en la tubería de producción por él toma muestra. Si la presión es a diferente a 0 psi reportar al Ing. de Well Services, de lo contrario retirar tapón de 3" LP. Instalar preventora hidráulica de varilla + soporte para descansar elevador (olla).	Cuadrilla de Well Services

Ítem	Procedimiento	Responsable
9..	Correr sarta de varilla según programa de producción. Instalar facilidades de superficie. Dependiendo del programa de intervención del pozo realizar el espaciamiento usando como referencia el IT-WSW-007 y el PC- WSW-067.	Cuadrilla de Well Services
10.	Hacer entrega del pozo y la locación, diligenciando completamente, en equipo y a conciencia el FO-WSW-008 siguiendo lo estipulado en el PC-WSW-037.	Cuadrilla de Well Services

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

1.3 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

A finales de 1929, Rene J. Moineau desarrolló el concepto para una serie de bombas helicoidales. Una de ellas tomó el nombre con el cual hoy es conocido, Progressing Cavity Pump (PCP). La bomba PCP está constituida por dos piezas longitudinales en forma de hélice, una que gira en contacto permanente dentro de la otra que está fija, formando un engranaje helicoidal.

Los sistemas PCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 50 y 60%.

Figura 7. Cabezal de PCP Convencional.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

1.3.1 Principio de operación. El principio de operación de este sistema de levantamiento parte del movimiento rotacional que le imprime el motor de superficie a la sarta de varilla a través de distintos engranajes, lo que da como resultado que el rotor adquiera ese movimiento rotacional de la sarta de varilla, formando entre él y el estator fijo cavidades progresivas ascendentes, desplazando el fluido hacia la superficie.

El rotor y el estator son elementos no concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator. La geometría del conjunto (Estator y Rotor) es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre sí. Cuando el rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre sí, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo.

1.3.2 Ensamblaje de superficie¹

- **Cabezal de rotación:** Las funciones básicas de éste son las siguientes: sostener la sarta de varillas y manejar las cargas axiales del sistema, suministrar el torque requerido en la barra pulida, rotar la sarta de varillas a la velocidad requerida en forma segura, proveer una liberación segura a la energía almacenada durante las paradas del sistema y prevenir que los fluidos producidos escapen del sistema y contaminen el medio ambiente.

¹ Bombas de Cavidades Progresivas – Componentes del sistema, Programa de entrenamiento en BCP; Modulo 1, Weatherford, Pág. 33-65.

Figura 8. Cabezal de rotación (PCP).



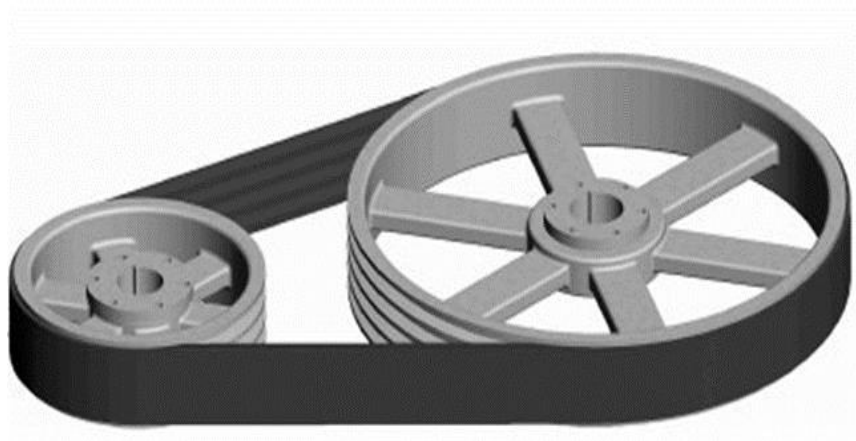
Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema) Pág. 47. 2015

▪ **Componentes del Cabezal de Rotación:**

- a. Rodamientos: Una de las funciones principales del cabezal de rotación (DH) es suspender la sarta de cabillas y soportar las cargas axiales. Para lograr esto, el DH cuenta con una caja de rodamientos cónicos.
- b. Sistema de transmisión: es el sistema que transmite la potencia y la rotación desde el motor hasta la barra pulida y permite operar al motor primario a una velocidad superior (nominal) y condiciones de torsión más baja que la barra

pulida. Dependiendo de su configuración se puede clasificar en: Transmisión Directa, Poleas – Correas, Engranajes Mecánicos y Transmisión Hidráulica.

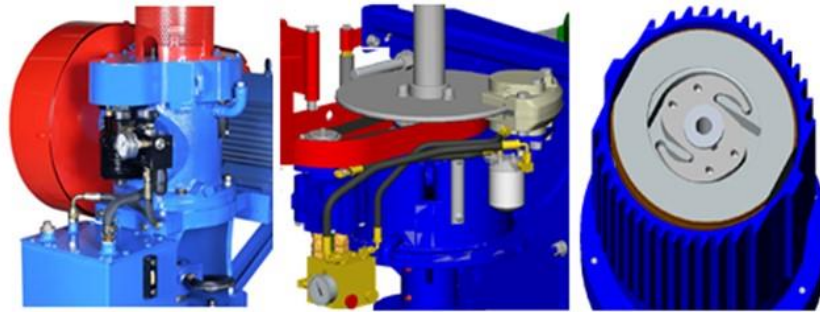
Figura 9. Poleas y correa.



Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema) Pág.48. 2015

- c. Control del backspin: el efecto backspin se genera cuando el sistema PCP se detiene y la energía acumulada en el sistema se libera girando la sarta de varilla en sentido reverso o contra las manecillas del reloj, causando daños en las instalaciones de superficie y en fondo causando desconexión en alguna parte de la sarta de varilla o en el peor de los casos en el rotor. Por las razones antes expuestas, un número de sistemas de freno o control de backspin se han desarrollado para controlar la liberación de torsión de la sarta de cabillas y la ecualización de las columnas de fluido. Los sistemas de freno/control más conocidos son los siguientes: zapata de fricción, freno a disco, orificio (hidráulico), centrífugo, de paletas e hidrodinámico.

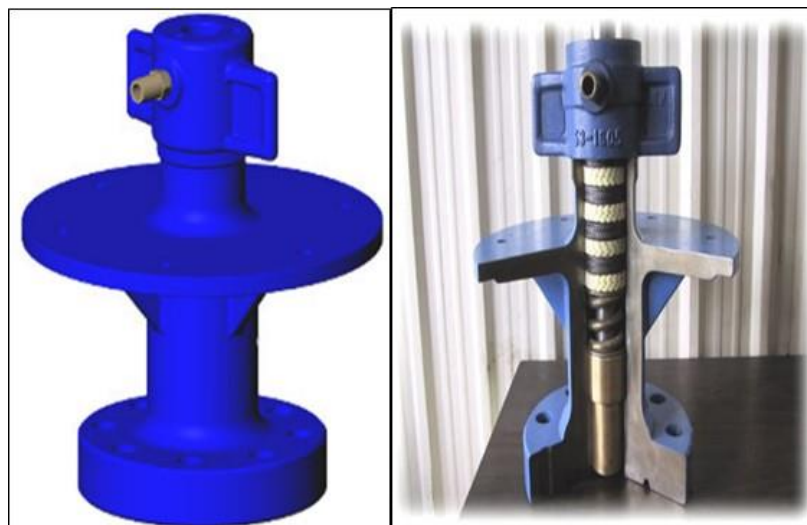
Figura 10. Control backspin.



Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2015. Pág. 54-56.

d. Caja de empaquetaduras: Su función principal aislar los fluidos del pozo del medio ambiente y obtura (sellar) el espacio anular en torno a la barra pulida de manera de permitir el giro de esta, pero evitando a la vez la fuga de fluidos al ambiente. Este requiere de inspección regular y mantenimiento; lo más apropiado para su uso sería pozos verticales, bajas y medias velocidades de operación, y fluidos abrasivos de baja a media agresividad.

Figura 11. Caja de empaquetaduras.



Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2015. Pág. 59.

Motor: Este tiene como función accionar el cabezal giratorio a través de poleas y engranajes; este se presenta en varios tipos, estos son los siguiente:

- a. Motor a Gas de combustión interna (Capacidad de velocidad variable; puede funcionar con diésel, gasolina o gas natural; operación manual; Desventaja - requiere un alto mantenimiento).

Figura 12. Motor a Gas de combustión interna.



Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2015. Pág. 63.

- b. Motor Eléctrico (Bajo mantenimiento; mayor eficiencia; bajo consumo de energía; fácil operación y bajo ruido; alto costo de operación si el área no está electrificada; la velocidad variable solo se logra cambiando el índice de polea, cambiando el número de polos del motor u utilizando dispositivos electrónicos de control de velocidad (VDF)).

Figura 13. Motor eléctrico.



Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2015. Pág. 63.

- **BOP de Varilla:** es un equipo que mediante sellos obturan el espacio alrededor de la sarta de varillas, brinda protección adicional al momento de realizar cambio de empaquetaduras.

Figura 14. BOP.



Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2015. Pág. 65.

- **Variador de Frecuencia:** Provee protección mecánico - eléctrica y control local o remoto del sistema PCP. Este también presta los siguientes beneficios:
 - a. Presta un ajuste infinito de la velocidad de operación sin necesidad de cambiar poleas o cajas reductoras.
 - b. Puede ajustar la velocidad de operación en función de variaciones en las exigencias de torque.
 - c. Algunos modelos tienen capacidad de control del basckspin.
 - d. Puede controlar el sistema en función de sensores de fondo/superficie (señales externas al VFD) y/o variables de operación internas a este (corriente, voltaje, etc.) “lazos de control”.
 - e. Comunicación bidireccional a distancia (SCADA).

Figura 15. Variador de frecuencia.

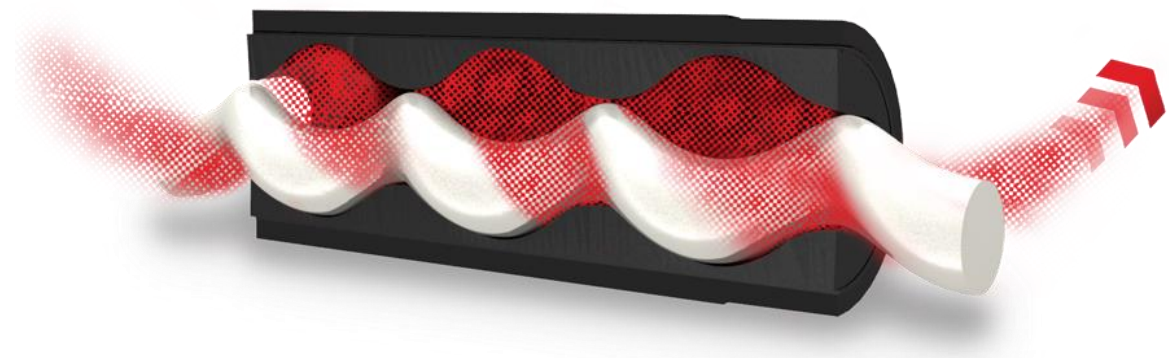


Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2015. Pág. 64

1.3.3 Ensamblaje de fondo²

- **Rotor:** Es la única parte móvil de la bomba, construido de acero de alta resistencia, con superficie cromada (resistencia a la abrasión); es maquinado con “n” lóbulos.
- **Estator:** Es la parte externa está constituida por una camisa de acero revestida internamente por un elastómero(goma), moldeado en forma de hélice enfrentadas entre sí, cuyos pasos son el doble del paso de la hélice del rotor.

Figura 16. Rotor y estator.



Fuente: PCM (Keep it Moving). ROD DRIVEN PCP. [en línea]. Disponible en: <https://www.pcm.eu/en/oil-and-gas/pcm-solutions/artificial-lift-systems/rod-driven-pcp>

- **Sarta de varilla:** Estas son las encargadas de imprimirle ese movimiento rotacional al rotor de bomba y son fabricada en diferentes metalurgias para suplir las diferentes exigencias y aplicaciones. API las clasifica como Grado C, D, y K.

² Bombas de Cavidades Progresivas – Componentes del sistema, Programa de entrenamiento en BCP; Modulo 1, Weatherford, Pág. 20-32.

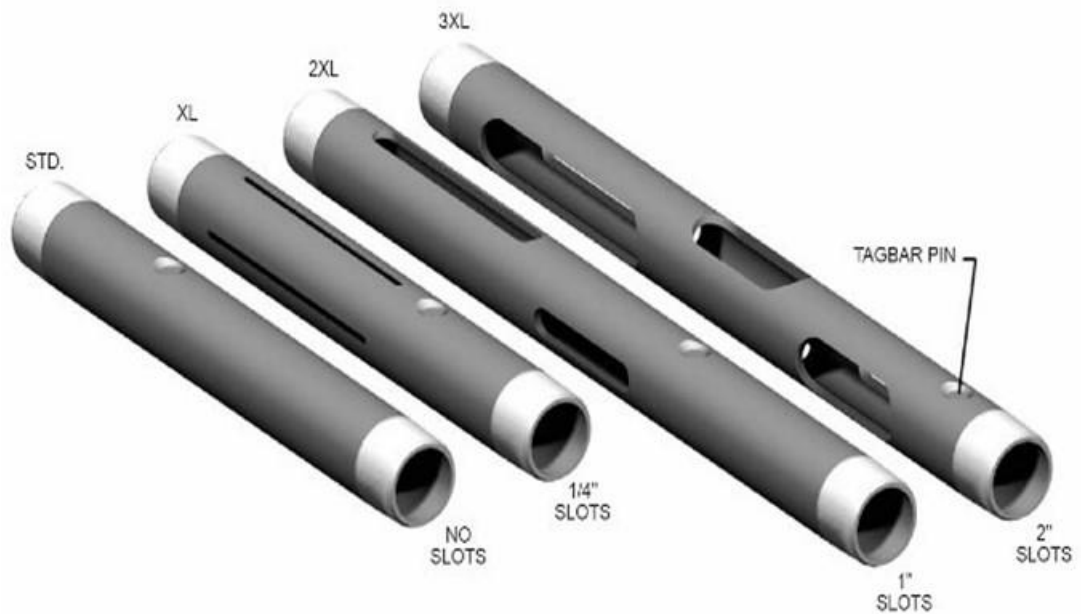
Figura 17. Justas de varilla.



Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2015. Pág. 18

- **Niple de paro:** Este se ubica en el extremo inferior del estator y tiene como función principal servir de punto de referencia para las maniobras de espaciamiento del rotor. Adicionalmente, brinda la holgura necesaria para permitir el estiramiento de la sarta de cabillas bajo condiciones de operación e impide que estas o el rotor lleguen hasta el fondo del pozo en caso de producirse una desconexión o rotura en la sarta de varillas.

Figura 18. Nilple de paro



Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2015. Pág. 16

- **Ancla de torque:** Aunque se lo considera un accesorio, se usa casi en todas las instalaciones de PCP dado que provee seguridad y su costo no es relevante, este tiene como función evitar la rotación y consecuente retroceso de la sarta de varilla cuando el sistema está operando (dirección de agujas del reloj), provee fácil liberación en dirección opuesta (contraria a agujas de reloj) cuando el sistema se detiene y gira retrocediendo; y normalmente no provee anclaje axial del sistema, facilitando su remoción cuando es requerido.

Figura 19. Ancla de torque.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

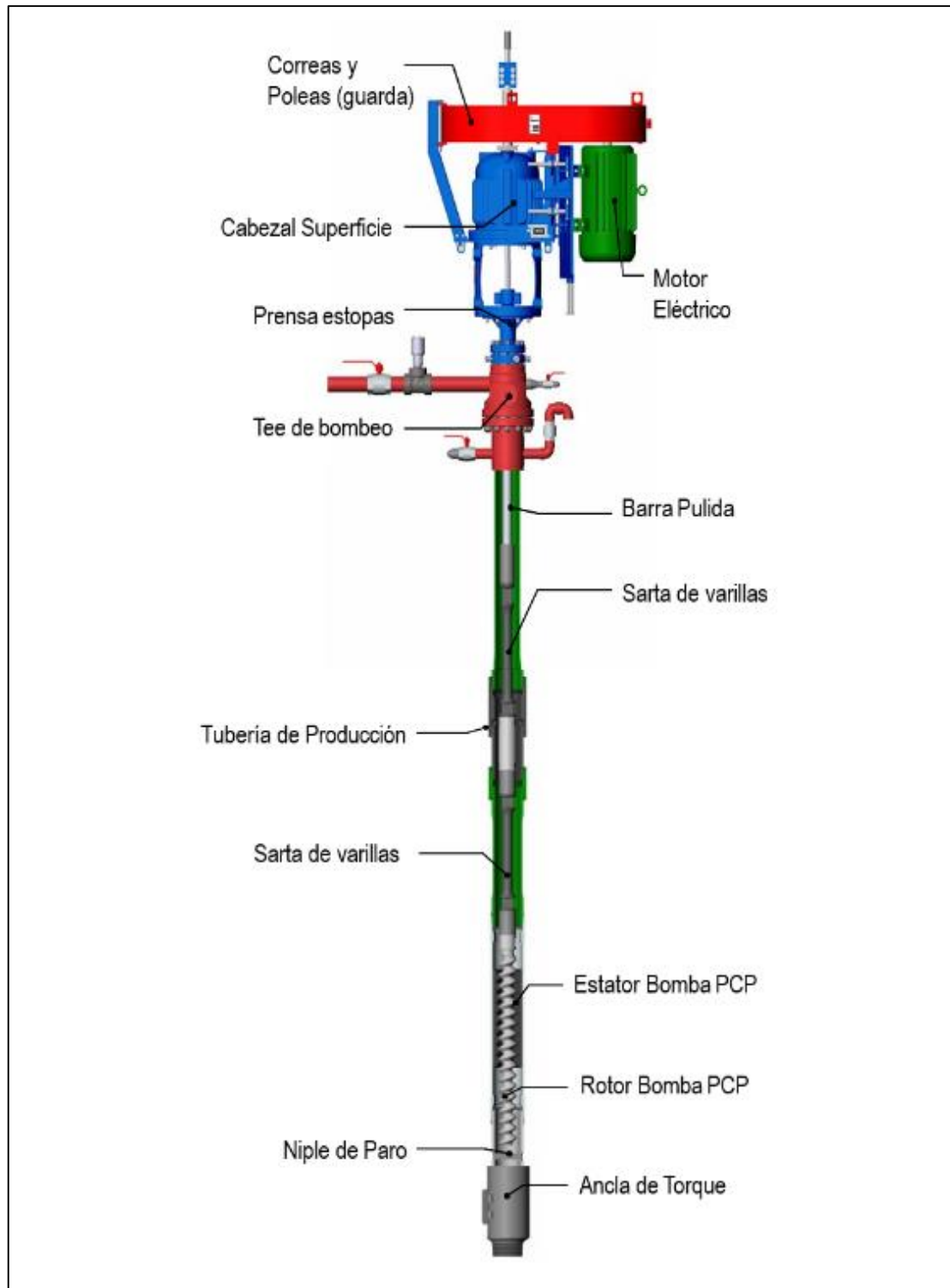
- **Guide's Rod PCP:** Este es un elemento fundamental ubicado en la sarta de varilla y tienen como función separar la varilla de las paredes interna de la tubería para minimizar el desgaste especialmente en pozos desviados y de ambiente abrasivo por el contacto metal-metal que se genera.

Figura 20. Rod guide's.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 21. Ensamblaje de superficie y fondo de pozo (PCP).



Fuente: Weatherford. Módulo 1: Programa de entrenamiento en BCP. Bombas de cavidades progresivas (Componentes del sistema). 2015. Pág. 6.

1.3.4 Ventajas

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre (no se bloquea).
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles
- Muy buena resistencia a la abrasión
- Bajos costos de inversión inicial
- Bajos costos de energía
- Demanda constante de energía (no hay fluctuaciones en el consumo)
- Simple instalación y operación
- Bajo mantenimiento
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones
- Bajo nivel de ruido

1.3.5 Desventajas

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 Bls/día o 320 m³/día (máximo de 4000 Bls/día o 640 m³/día).
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros (máximo de 10500 pies o 3500 metros).
- Resistencia a la temperatura de hasta 280 °F o 138 °C (máxima de 350 °F o 178 °C).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerables, evitando una buena lubricación.

- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las varillas de bombeo y la tubería de producción puede tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema.

1.4 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS METAL – METAL (AMPCP)

Este tipo de Bomba de Cavidad Progresiva está conformado por dos elementos, un rotor y un estator hechas de un material metálico. Por eso sus siglas en ingles AMPCP (All Metal Progressing Cavity Pump). Se ha demostrado que esta bomba puede llegar a tener una aceptable eficiencia volumétrica con líquidos de alta viscosidad y alta temperatura. Esta es una tecnología única y patentada por compañía francesa PCM y consiste en un tipo de bomba PCP completamente metálica capaz de bombear fluidos de hasta 350 °C (660 °F) y está diseñada idealmente (sin imitarse a ello) para procesos de recobro térmico (CSS, SAGD, Inyección continua de vapor).

Las capacidades de levantamiento llegan a ser de hasta 800 m³/d (5000 BFPD) y puede operar con bajas presiones de entrada de fluido a la bomba, otro punto a favor que tienen estas PCP respecto a BM y ESP, es el manejo de fluidos viscosos (problemas de flotación de varilla en BM o altos consumos en ESP). Además, es capaz de bombear 100% de agua, todo esto con manteniendo una buena eficiencia.

Figura 22. Estator y rotor de AMPCP (PCM).

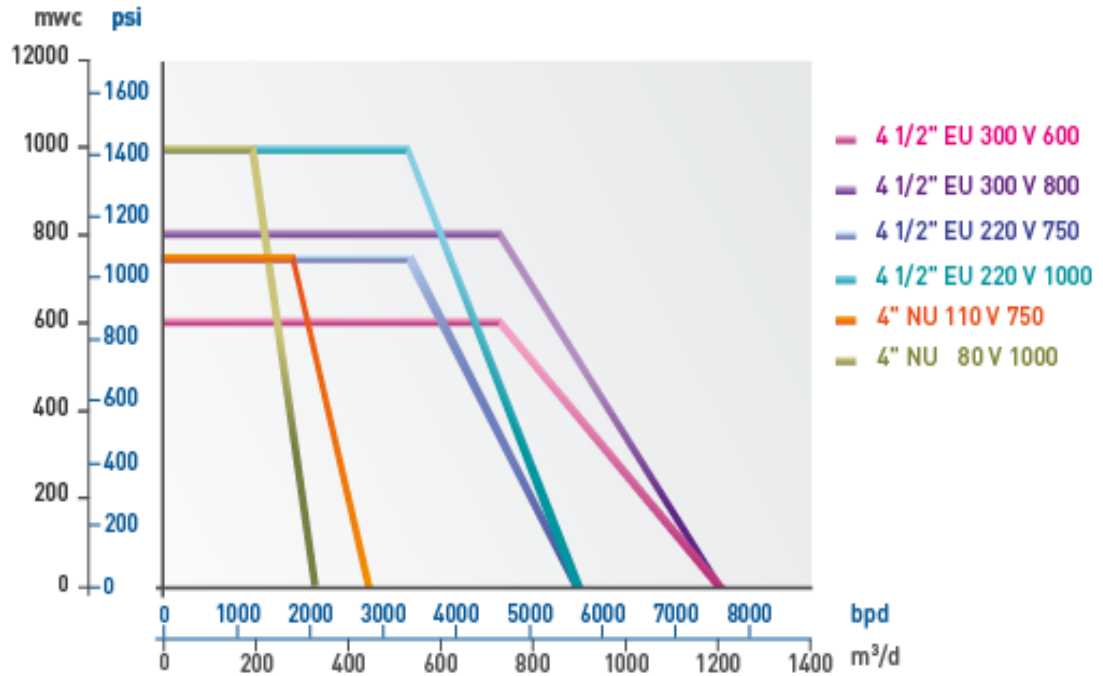


Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

La nomenclatura ISO de estas bombas esta expresada de la siguiente manera: **xxxVyyyy**, donde xxx es la capacidad en m^3/d a 100 rpm, la V: PCM Vulcain™ y por ultimo yyy es el levantamiento en m^3 de agua. La bomba de cavidad progresiva requerirá la misma instalación y herramientas de operación que la PCP convencional.³ (Ver Nomenclatura de Bombas PCP's de pcm en ANEXO B).

³ Brochure Vulcain, Artificial lift for enhanced oil recovery. PCM (Keep it moving).

Figura 23. Nomenclatura ISO de bombas PCP Vulcain™ (PCM), datos de capacidades de levantamiento y diámetros de las bombas.



Fuente: PCM (Keep it Moving). Bombas de cavidad progresiva para petróleo PCM VULCAIN™. [en línea]. Disponible en: <https://www.pcm.eu/es/petroleo-y-gas/soluciones-pcm/extraccion-artificial-productos/bombas-de-perforacion/bombas-de-cavidad-progresiva-para-petroleo-vulcain>

Como dato curioso sobre esta tecnología se puede decir que van más de 350 instalaciones en el mundo en tanto en producción fría como diferentes métodos de recobro (CSS, SAGD, Inyección continua de vapor) y que el runlife máximo observado sobre estas, está en 3.5 años, lo cual habla muy bien de la vida operativa.

Figura 24. Estator de PCP Vulcain™ – PCM (AMPCP).



Fuente: PCM Europe SAS. PCM Vulcain - Bomba de cavidad progresiva de alta temperatura. [en línea]. Disponible en: <https://www.environmental-expert.com/products/pcm-vulcain-high-temperature-progressive-cavity-pump-209331>

1.4.1 Principio de operación. Una PCP está compuesta de un rotor y estator con perfiles helicoidales de acoplamiento. El rotor giratorio mueve las cavidades hacia arriba y produce fluido a una velocidad de cabeza constante y variable dependiendo de las rpm del rotor.

1.4.2 Ensamblaje de superficie. Estos son los elementos que componen el ensamblaje de superficie:

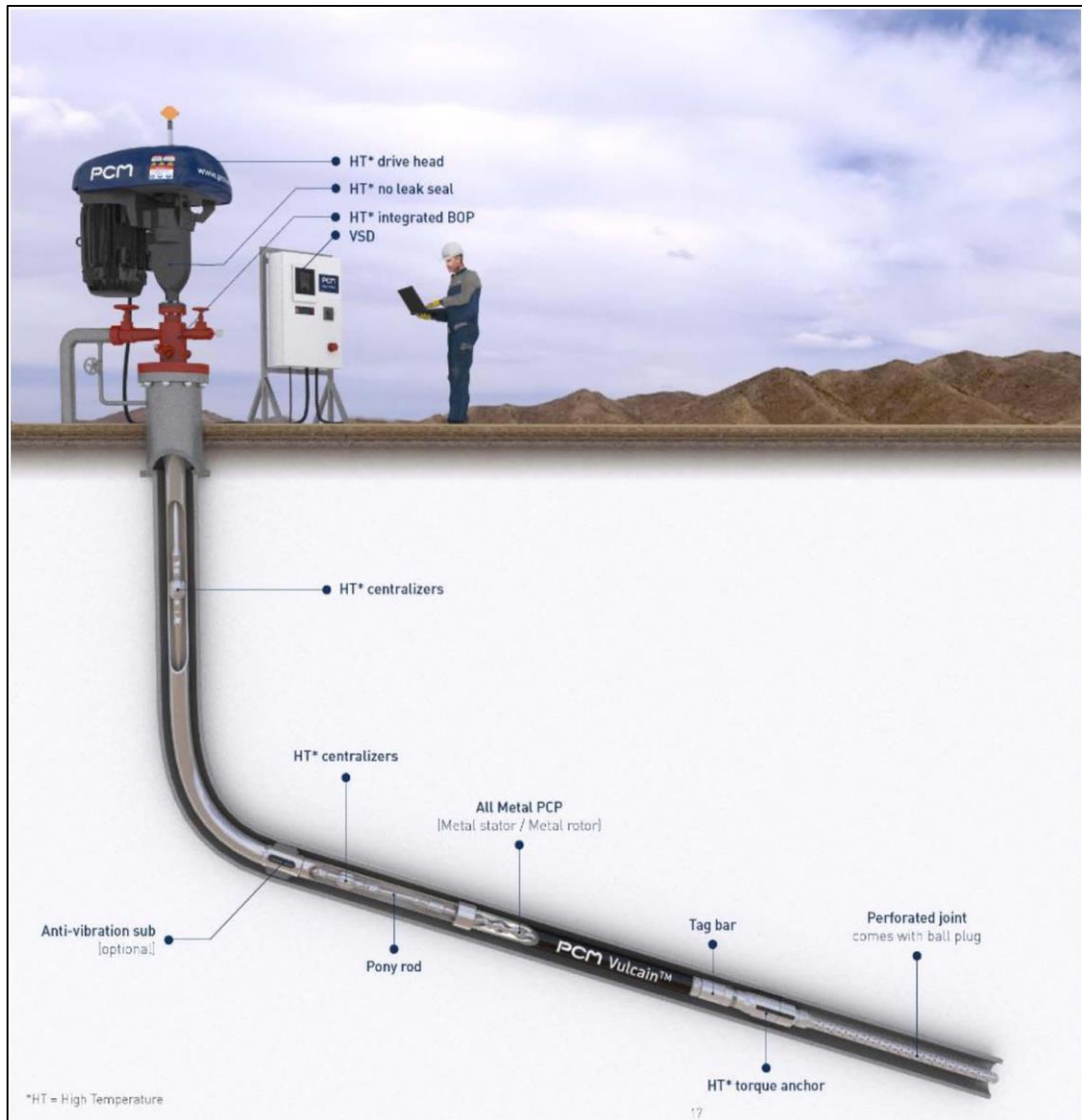
- Cabezal de rotación
- Motor
- Variador de frecuencia
- Tee de bombeo
- Correas y poleas
- Grapa
- Barra pulida

1.4.3 Ensamblaje de fondo. Estos son los elementos que componen el ensamblaje de fondo:

- Rotor
- Estator de metal
- Sarta de varilla
- Sarta de tubería

- Niple de paro
- Ancla de torque
- Rod guide metal

Figura 25. Ensamblaje de superficie y fondo de PCP Vulcain™ (PCM).



Fuente: Matthieu Lehman, and Bastien Limoges, PCM Europe SAS; Benjamin Robert, PCM Muscat LLC). Field Performance and Technology Update of All Metal Progressing Cavity Pumps Deployed in Thermal Processes. 2016. Pág. 20. [en línea]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-184175-MS?id=conference-paper%2FSPE-184175-MS>

1.4.4 Ventajas

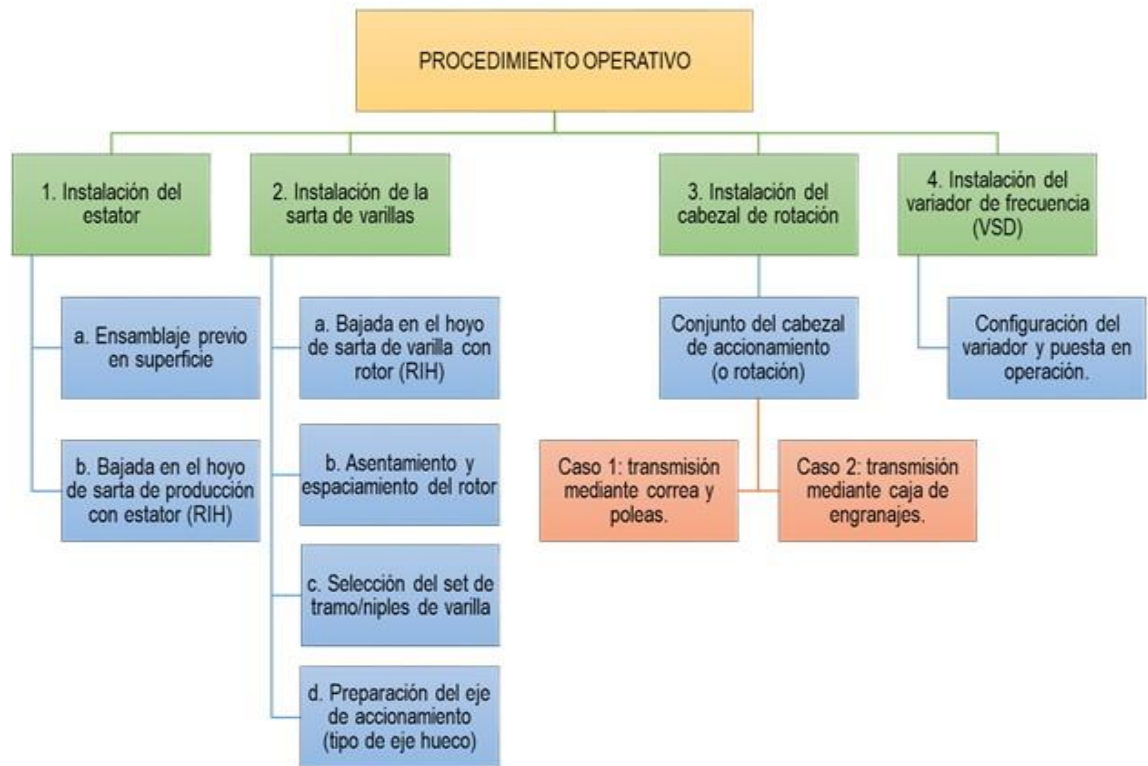
- Posibilidad de inyección de diluyente en fondo para mejora de la producción.
- Fácil instalación (Similar a la PCP convencional).
- Límite de temperatura de operación (660 °F).
- Inyección de vapor a través del estator.
- Alto rendimiento con viscosidades bajas y altas.
- No hay problemas con la compatibilidad de fluidos.

1.4.5 Desventajas

- Baja tolerancia a los agentes H₂S y CO₂ ya que durante estos procesos traen como consecuencia corrosión.
- Presenta baja tolerancia a los sólidos.
- Aun no se dispone de diferentes tamaños de unidades.

1.4.6 Procedimiento de instalación (AMPCP). Este procedimiento se divide en tres partes principales, las cuales son: la preparación del pozo antes de la instalación, el proceso de verificación previo a la instalación y por último el procedimiento operativo que hay que seguir a la hora de instalar una bomba AMPCP. En la figura 26 podemos ver los pasos del procedimiento operativo, los cuales se explican en detalle en el ANEXO A.

Figura 26. Procedimiento operativo de proceso de instalación de AMPCP.



2. CASOS DE APLICACIÓN A NIVEL MUNDIAL DE LAS TECNOLOGÍAS: AMPCP Y SARTA DUAL.

2.1. CASOS DE APLICACIÓN: AMPCP

2.1.1. Liaohe Oil Field. Liaohe Oil field es un campo petrolero ubicado en la provincia de Liaoning en china, este campo se encuentra sobre el yacimiento de Shuguanng, yacimiento descubierto en 1958 y desarrollado por China National Petroleum Corporation. La formación de interés de este campo está compuesta de arenisca no consolidada, saturada con crudo pesado; implementando por las características del fluido inyección de vapor como método de recuperación de crudo de los pozos verticales y horizontales.

En este campo el método de producción inicialmente fue el Bombeo Mecánico, pero por desventajas como baja eficiencia en la bomba de fondo y problemas como varilla rota llevaron a buscar soluciones, que dieron como resultado la implementación de AMPCP (All Metal Progressing Cavity Pump).

▪ POZO A

Tabla 3. Información Pozo A.

DATOS	ÍTEM	POZO A
DATOS DE POZO Y AMPCP	Profundidad de perforados, ft	3713-3793
	Diámetro del casing, in	7
	Profundidad de la bomba, ft	2953
	Nivel de fluido dinámico promedio en el pozo, ft	1509
	Modelo de la bomba	80V1000
	RunLife, días	485

DATOS	ÍTEM	POZO A
DATOS DE FLUIDO	Viscosidad del crudo, cP	3500
	°API	17
	Contenido de arena en fluido de producción, %	0
DATOS OPERATIVOS	Tasa de rotación de la PCP, rpm	168
	Tasa de producción, BOP	259
	Eficiencia de la bomba, %	61,3

Fuente: SPE 122596.

La implementación de esta tecnología en el POZO A se dio en el ciclo de inyección No.13 y en este se manejaron las mismas condiciones de presión y temperatura a la hora de iniciar la inyección del ciclo de inyección anterior; los otros parámetros como la calidad variaron, esta fue de 63%, el volumen fue de 9435BW y la tasa de inyección fue de 94.35 BWPD. La puesta en operación de la bomba PCP se dio luego de que el pozo saliera de inyección, lo cual fue el 16 de Marzo del 2008, dando un tiempo de 5 días para que la presión en cabeza de pozo se aproxime a cero (A este proceso se le da el nombre de “Soaking”). Luego de esto se registró la temperatura en fondo del pozo (Temperatura producción en caliente), la cual fue de (378°F) a una profundidad de 2900 ft. La predicción de la tasa de producción con estas condiciones era de 188.7 BFPD.

De la aplicación de esta tecnología en el campo Liaohe Oil field se pudo concluir que la eficiencia promedio de la bomba AMPCP fue del 64%, ubicándose esta entre el rango de 60% y 70% de eficiencia. También podemos decir que el aumento de producción acumulada a comparación con el sistema de levantamiento que se presentaba anteriormente sufrió un aumento del 20% y se vio también una reducción del 50% en el requerimiento de potencia a la hora de producir.

2.1.2. Huyaparí Oil Field. El campo Huyaparí es un campo petrolífero ubicado en la faja petrolífera del Orinoco en el área Ayacucho en Venezuela. Este produce crudo extrapesado y es operado por la operadora Petropiar S.A., la cual es una asociación entre PDVSA y Chevron.

Petropiar S.A venía operando el campo Huyaparí basado en un esquema de producción de agotamiento natural de los pozos, que hace referencia básicamente a la producción en frío. El factor de recobro asociado a la producción en frío fue calculado alrededor del 8%, lo cual llevo a la empresa operadora a darse a la búsqueda de nuevos proyectos y a la implementación de nuevas tecnologías para poder extraer la mayor cantidad de crudo del yacimiento. Por lo que en el año 2010 Petropiar S.A., comenzó un proyecto de inyección de vapor de la mano con la implementación del sistema AMPCP para poder estimular los pozos y poder optimizar la producción del campo Huyaparí.

De la aplicación de esta tecnología en el campo Liaohe Oil field se pudo concluir que la eficiencia promedio de la bomba AMPCP fue del 57%, ubicándose esta entre el rango de 50% y 60% de eficiencia. También podemos decir que el aumento de producción acumulada a comparación con el sistema de levantamiento que se presentaba anteriormente sufrió un aumento del 33%.

▪ **POZO B6P09**

Tabla 4. Información Pozo B6P09.

DATOS	ÍTEM	POZO B6P09
DATOS DE POZO Y AMPCP	Profundidad de perforados, ft	3600-4100
	Diámetro del casing, in	7
	Profundidad de la bomba, ft	2580
	Nivel de fluido dinámico promedio en el pozo, ft	1200

DATOS	ÍTEM	POZO B6P09
	Modelo de la bomba	80V1000
	RunLife, días	581
DATOS DE FLUIDO	Viscosidad del crudo, cP	2000-4000
	°API	8,5
	Contenido de arena en fluido de producción, %	<2
DATOS OPERATIVOS	Tasa de rotación de la PCP, rpm	300
	Tasa de producción promedio, BOP	281
	Eficiencia de la bomba, %	57

Fuente: SPE-171370-MS.

2.2. CASOS DE APLICACIÓN: SARTA DUAL

2.2.1. Abarco Oil Field. Abarco oil field es un campo petrolero ubicado en el sector Nare Norte, vereda Santa Bárbara, Municipio de Puerto Boyacá y Puerto Serviez, en la región del Magdalena Medio en Colombia. Este campo es operado actualmente por Mansarovar Energy Colombia Ltda., e inició la primera etapa de desarrollo (fase 1) en el año 2011, con el área Abarco Comercial, donde se construyeron y se pusieron en operación cuatro plataformas (Cluster's) y la Estación de Transferencia (ETRA).

Mansarovar Energy Colombia Ltda., es una compañía constituida en 2006 por la unión de capitales de las estatales Sinopec Corp (República Popular China) y ONGC Videsh (India). Esta tiene operaciones en la cuenca del Valle del Magdalena Medio, con los campos de Asociación Nare entre los cuales se encuentra Abarco oil field, el cual tiene una producción promedio de 3500 BOPD y es el campo pionero en Colombia de muchas tecnologías de recobro y producción, por el fluido que se produce en este. Algunas de estas tecnologías son: la inyección de nafta, el calentamiento parcial por anular, la implementación de PCP metal-metal, los

reductores de viscosidad, la medición de calidad de vapor y por último la inyección con sarta dual.

Figura 27. Sistema de inyección con sarta dual.



Fuente: ABARCO OIL FIELD (Mansarovar Energy Colombia Ltda.).

Esta última ha tenido resultados muy satisfactorios en cuando a aporte de producción y en la disminución de costos por reducción de servicios en los pozos especialmente. Este sistema fue implementado básicamente para enfrentar algunos problemas operativos que se presentaban con el sistema anterior, estos eran: rápido enfriamiento en fondo de pozo cuando aún no se ha desplazado la cantidad de agua inyectada, bombas trabajando con golpe de fluido y/o baja extracción por altas pérdidas de presión causadas por largas colas de tubería y alta viscosidad, flotación de sarta por alta viscosidad de crudo en condición (fondo del pozo) fría y la interferencia y bloqueo de bomba por alta producción de gas; todos estos problemas han mejorado en gran parte con este nuevo sistema en Abarco y también gracias al trabajo desempeñado por los profesionales que laboran en este.

Tabla 5. Propiedades de los modelos de yacimiento.

Propiedades	Yacimiento
Permeabilidad, mD	1500
Porosidad, %	25
Temperatura de yacimiento, °F	146
Área, acres	-
Espesor, ft	1800
Temperatura del vapor, °F	465
Calidad del vapor, fracción	0.4
API	11.4
Presión de yacimiento, psia	85

Fuente: SPE/PS-CIM/CHOA 97850.

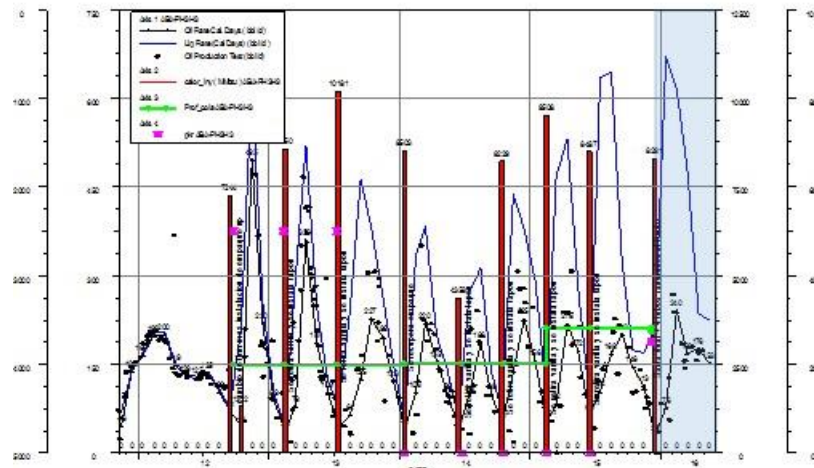
▪ POZO ABA-PH3HZ3

El pozo ABA-PH3Z3 es un pozo de la plataforma PH3 de campo abarco que comenzó su explotación en noviembre del 2011 con un SLA bombeo mecánico convencional. El proceso de inyección de vapor cíclica para ABA-PH3Z3 empezó en marzo del 2012 con una inyección 7244 MMBTU.

En diciembre del 2015 se implementó el sistema de inyección sarta dual, buscando solucionar algunos problemas operativos que se presentaban a la hora de producir este pozo y buscando contiguamente con esto un aumento en el aporte de producción.

Los resultados que generó este ciclo de inyección fue principalmente una producción incremental de 45 BOPD en todo el desarrollo del ciclo, una disminución de frecuencia de inyección de 3 a 1.5 ciclos por año y una intervención de pozo por reposicionamiento de tubería cada 3 a 4 ciclos (cada 2 años aproximadamente), lo cual reduce los costos por well services considerablemente.

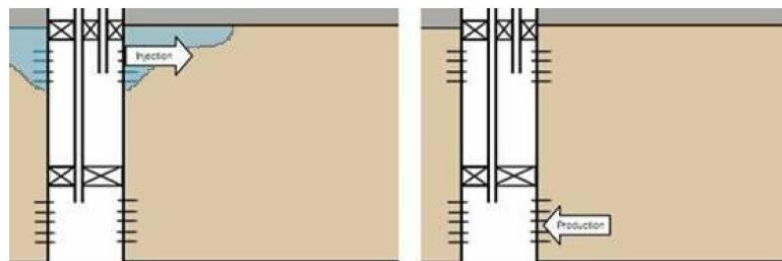
Figura 28. Comportamiento de producción del pozo ABA PH3HZ3, en su primer ciclo de inyección con el sistema sarta dual.



Fuente: ABARCO OIL FIELD (Mansarovar Energy Colombia Ltda).

2.2.2. TINBOP. Top Injection Bottom Production (TINBOP) es un método de inyección cíclica de vapor para la producción de crudo especial, el cual consiste en un completamiento de pozo de doble sarta, donde hay una sarta de longitud corta (SS) ubicada en la parte superior del pozo y otra de longitud larga (LS) ubicada en la parte inferior.

Figura 29. Esquema del método TINBOP.



Fuente: SPE/PS-CIM/CHOA 97850.

El método inicia con una etapa de calentamiento donde se inyecta vapor por ambas sartas durante 21 días; luego de esto se abre a producción la sarta larga (LS) y la sarta corta sigue en inyección durante 14 días más. Después de este proceso denominado calentamiento inicial se procede a cerrar la producción de la sarta larga y se inyecta vapor por la sarta corta por 21 días; contiguo a esto se detiene la inyección y se retoma la producción de la sarta larga por 180 días donde se culmina el ciclo de inyección. En este proceso cabe resaltar que no hay un periodo de remojo.

El método TINBOP fue simulado (Simulador *CMG STARS*) en un escenario con el fin de comparar rendimientos con el método de inyección cíclica convencional con una sola sarta.

Tabla 6. Propiedades del modelo de yacimiento.

Propiedades	Modelo SPE
Permeabilidad, mD	2000
Porosidad, %	30
Temperatura de yacimiento, °F	125
Área, acres	5
Espesor, ft	80
Temperatura del vapor, °F	450
Calidad del vapor, fracción	0.7
API	14
Presión de yacimiento, psia	75
Viscosidad del crudo @ T de yto, cP	784

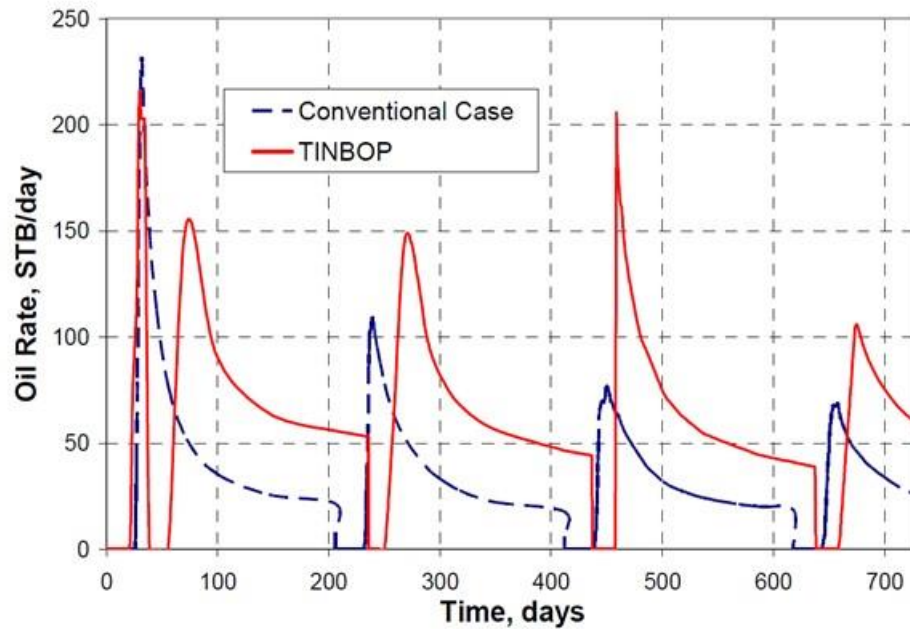
Fuente: SPE/PS-CIM/CHOA 97850.

Con la simulación de estos tres escenarios se determinó que el proceso de calentamiento por medio del TINBOP, después de inyectar por SS y poner en producción la LS la respuesta de producción tiene un retraso de 3 años en comparación con el proceso de inyección cíclica convencional. Por lo que con el TINBOP el aceite existente en la formación en el espesor superior e inferior no se calientan como si lo hacen con el método convencional de inyección cíclica. Lo cual es indispensable que el método TINBOP sufra un calentamiento inicial, así calentado de una mejor manera los espesores y siendo un método más eficaz. A continuación, podremos ver los resultados de la simulación para el modelo de yacimientos SPE con el fin de ver tanto el comportamiento con el método TINBOP como con el método de inyección cíclica convencional. Esta simulación se realizó para un tiempo de inyección de 10 años.

2.2.2.1. Modelo SPE: En este modelo al finalizar el periodo de diez años se pudo ver que la recuperación de petróleo bajo la inyección cíclica convencional era del 14% del OOIP y la del TINBOP de 27% del OOIP. Lo que representa un aumento en la recuperación del 93% con este último método de inyección cíclica.

Estos resultados son debido a la eficiencia térmica que logra el método TINBOP, que, aunque el volumen de vapor inyectado es 18% más alto que bajo el método convencional logra una reducción en la relación vapor-aceite de 2.8 en comparación con la inyección cíclica de vapor convencional, la cual es de 4.6.

Figura 30. De la producción acumulada de petróleo muestra una mayor recuperación de petróleo con TINBOP - (Modelo SPE).



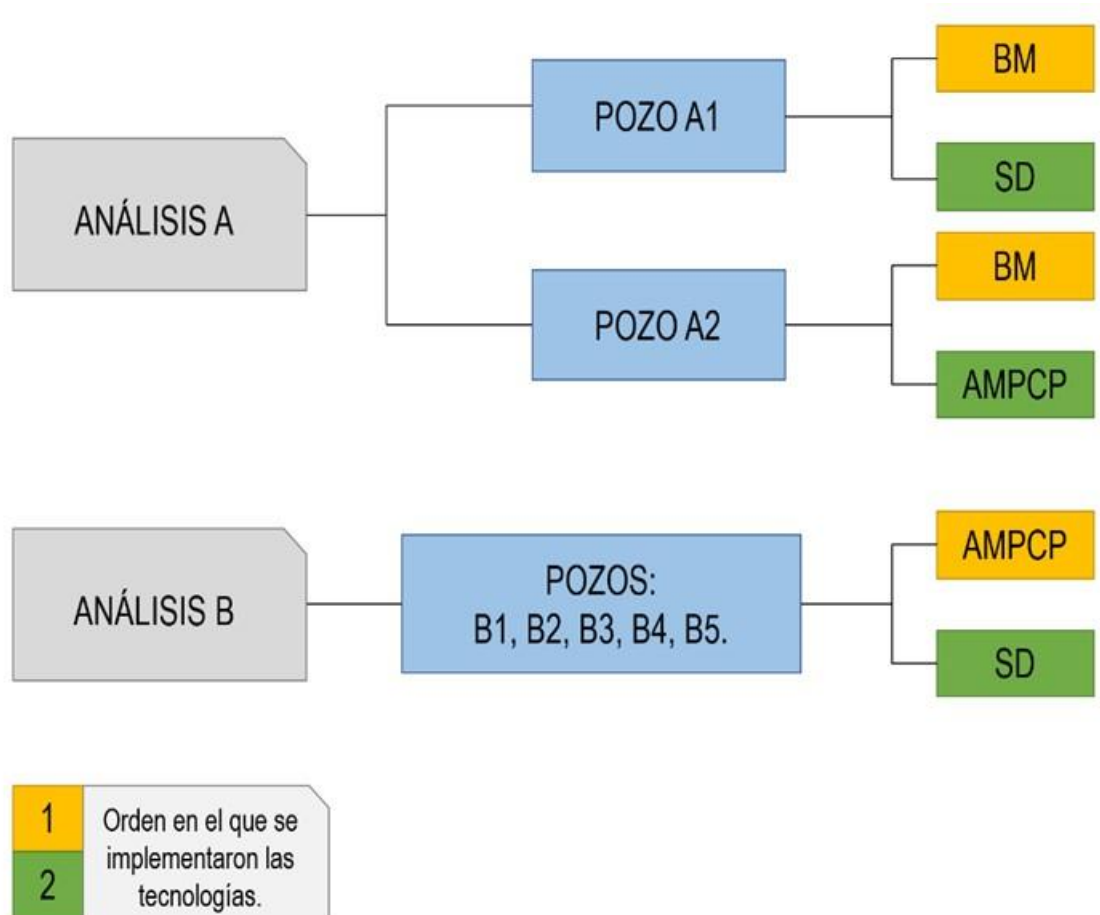
Fuente: SPE/PS-CIM/CHOA 97850 (E. Matus, SPE, and D.D. Mamora, SPE, Texas A&M U). Top- Injection and Bottom-Production (Tinbop) Cyclic Steam-Injection Method Enhances Oil Recovery. pág. 4. 2005. [en línea]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-97850-MS?id=conference-paper%2FSPE-97850-MS>

3. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS TECNOLOGÍAS IMPLEMENTADAS EN EL CAMPO DE CRUDO PESADO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

El análisis técnico se centra en el comportamiento de producción que tuvieron los pozos en estudio durante el periodo de desarrollo de cada tecnología, con lo cual se buscó un tiempo estándar de análisis para todos los casos (pozos en estudio). El tiempo el cual se fijó el análisis fue el periodo de tiempo de los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.

A continuación, podemos ver en la Figura 31 los pozos en estudio y el orden en el cual se implementaron las tecnologías. Estos se dividieron en dos grupos: análisis A y análisis B, por el tipo de tecnología y el orden de implementación.

Figura 31. Esquema general de los pozos en estudio

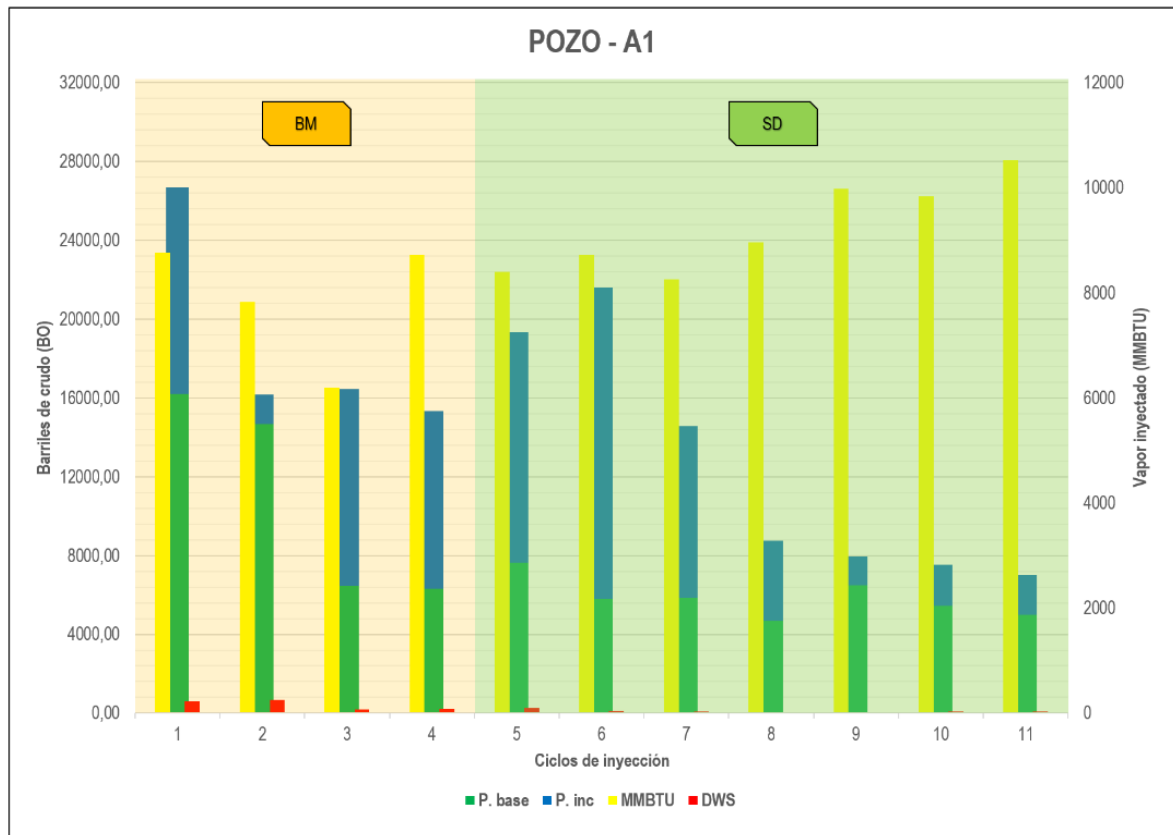


El análisis busca dar a conocer como fue el comportamiento de producción con cada sistema, en los distintos pozos en estudio. Este análisis se realizará teniendo en cuenta principalmente tres variables, la cuales son: producción incremental, vapor inyectado y pérdidas de tiempo asociadas a intervenciones. Estas nos ayudaran a dar un juicio de cual sistema tuvo una mejor eficiencia en su tiempo de operación y principalmente en su tiempo de análisis.

3.1. ANÁLISIS A

3.1.1. Pozo A1

Figura 32. Historial de producción del pozo A1 con los ciclos de inyección de vapor.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

El análisis del pozo A1 se centra en las dos tecnologías que se han implementado hasta el momento en la vida de explotación del pozo, primero el sistema de bombeo mecánico convencional (BM) y contiguo a este el sistema sarta dual (SD). Como podemos ver la Figura 32 nos muestra claramente la producción base o estimada por ciclo de inyección, la producción incremental, la cantidad de energía inyectada

al pozo en MMBTU y por ultimo las diferidas en barriles por las intervenciones o servicios de pozo en cada ciclo de inyección (DWS), las cuales se dan en barriles de crudo.

En esta Figura 32 se puede evidenciar que el pozo con el sistema sarta dual genero barriles incrementales considerables durante los primeros tres ciclos de inyeccion (Ciclo 5, 6 y 7), generando en estos ciclos un incremental de crudo de 28.572 BO. Este valor anterior es un poco mayor a los barriles incrementales generados en los primero tres ciclos de inyeccion cuando el pozo tenia como sistema Bombeo Mecanico (BM); esto debido a que con este nuevo sistema se tiene la facilidad de realizar inyecciones de vapor fuera de los periodos normales de inyeccion, teniendo el pozo una estimulacion por vapor constante.

Otra variable importante en este analisis, son las diferidas generadas por intervenciones de Well Services. Lo que muestra una clara mejora por parte del sistema sarta dual (SD), ya que este sistema al tener dos sartas, una de inyeccion y otra de produccion, no genera servicios de acondicionamiento de pozo para el proceso de inyeccion. Esto se ve reflejado en los datos de la tabla 7 donde las diferidas generadas por el sistema BM fueron de 548 BO y con el sistema SD de 56 BO, generando el SD un reducción del 90% (figura 32, barra de color rojo) en cuanto a diferidas por intervenciones de pozo.

Tabla 7. Resultados del pozo A1 durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.

Pozo	Tecnología	Prod Inc (BO)	Vapor Iny (MMBTU)	Diferida por Well Services (BO)
A1	BM	21927	22795	548
	SD	28572	25940	56

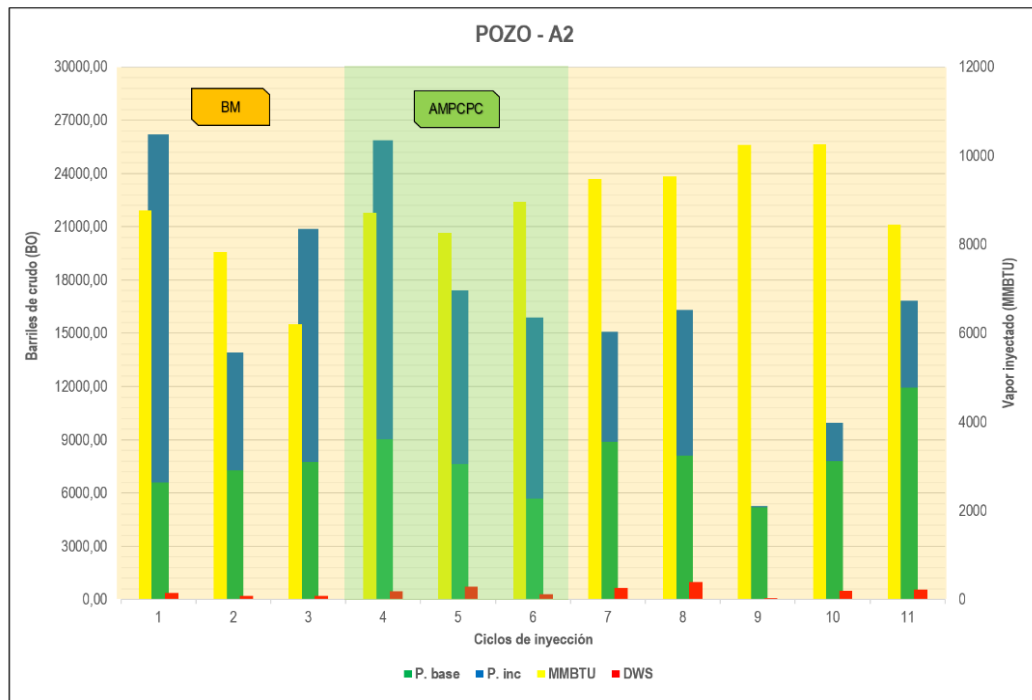
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

La tabla 7 nos muestra claramente el desempeño que tiene el sistema SD en comparación con el sistema BM, esto visto en todas las variables fijadas en el análisis. Uno de estos es el incremental que se obtuvo con SD, el cual fue mayor al sistema BM; esto debido a que cuando se tiene un sistema sarta dual no solo se inyecta en el ciclo de inyección sino continuamente cuando el aporte del pozo disminuye debido a problemas como la flotabilidad de varilla por el aumento en la viscosidad del fluido debido a pérdida de temperatura.

Otro parámetro importante y que se ve muy marcado en cuanto un sistema del otro, son las diferidas por servicios de pozo, es decir los barriles que no se produjeron por algún trabajo que necesito realizarle al pozo. Por último, la energía inyectada, que, aunque en el sistema SD es un poco mayor la cantidad de energía, este sistema tiene como ventaja que el periodo para volver a realizar una inyección es más largo que en comparación si se realizara una inyección con BM. La energía inyectada en el pozo A1 en todos los ciclos de inyección se puede decir que fue en promedio de 8100 MMBTU/ciclo. Pero como podemos ver en los últimos ciclos de inyección esta fue aumentando; por lo cual en los tres primeros ciclos de inyección del sistema SD se inyectaron 3145 MMBTU más que en comparación con el sistema BM.

3.1.2. Pozo A2

Figura 33. Historial de producción del pozo A2 con los ciclos de inyección de vapor.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

El análisis del pozo A2 se centra en las dos tecnologías que se han implementado hasta el momento en la vida de explotación del pozo, primero el sistema de bombeo mecánico convencional (BM) y contiguo a este el sistema de bombeo de cavidades progresivas metal metal (AMPCP).

Como podemos ver la Figura 33 nos muestra claramente la producción base o estimada por ciclo de inyección, la producción incremental, la cantidad de energía inyectada al pozo en MMBTU y por ultimo las diferidas en barriles por las intervenciones o servicios de pozo en cada ciclo de inyección (DWS), las cuales se dan en barriles de crudo.

En esta Figura 33 tambien se puede evidenciar que el pozo con el sistema BM genero barriles incrementales considerables durante los primeros tres ciclos de inyeccion (Ciclo 4, 5 y 6), generando en estos ciclos un incremental de crudo de 36.822 BO. Este valor anterior es un poco menor a los barriles incrementales generados en los primero tres ciclos de inyeccion cuando el pozo tenia como sistema Bombeo Mecanico (BM); esto debido a que cuando se le realizo la primera inyeccion teniendo el sistema BM, el pozo no habia sido estimulado en su vida productiva; y tambien por los tiempos de intervencion de pozo, los cuales fueron mucho mayores cuando el pozo tenia un sistema AMPCP (Ver tabla 8).

Tabla 8. Resultados del pozo A2 durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.

Pozo	Tecnología	Prod Inc (BO)	Vapor Iny (MMBTU)	Diferida por Well Services (BO)
A2	BM	39384	23810	305
	AMPCP	36822	25772	601

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Estos incrementales de crudo generados por la AMPCP en esos primeros tres ciclos de inyección se justifican básicamente por la capacidad de levantamiento que tiene la bomba y por las demás características técnicas de esta. Esta bomba fue una PCP Vulcain™ modelo 80V1000. (Especificaciones técnicas y operativas en ANEXO C).

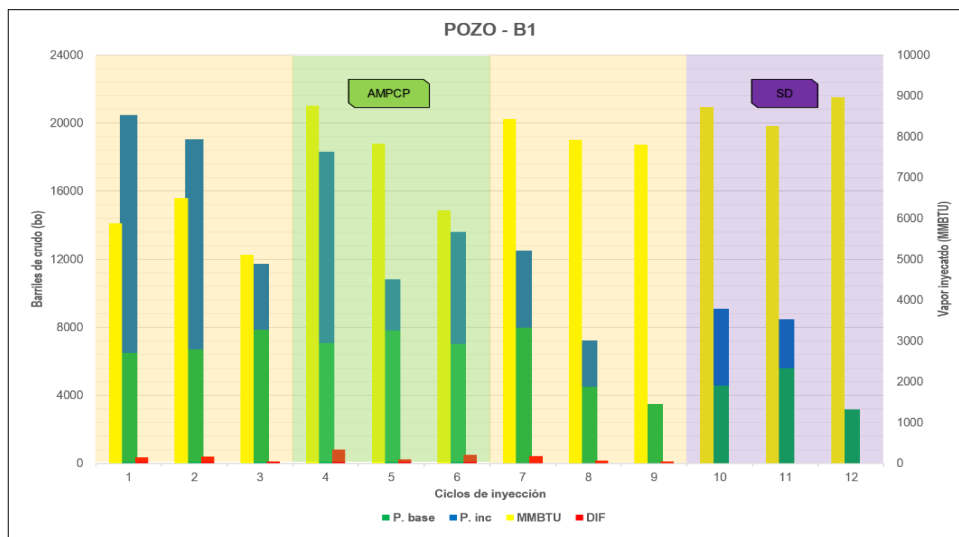
Otra variable importante en este analisis, son las diferidas generadas por intervenciones de Well Services. En la tabla 8 se puede ver que los barriles no producidos por las intervenciones superan los 900 BO, tema el cual es preocupante por los altos costos que genera intervenir los pozos y de la mano las diferidas causadas por este hecho.

La energía inyectada en el pozo A2 en todos los ciclos de inyección se puede evidenciar que fue en promedio de 8900 MMBTU/ciclo. Pero como podemos ver en los últimos ciclos de inyección esta fue aumentando; por lo cual en los tres primeros ciclos de inyección del sistema AMPCP se inyectaron 2256 MMBTU más que en comparación con el sistema BM. Esto se genera por el calentamiento radial que sufre el pozo a la hora de someterse a una inyección cíclica de vapor, ya que a medida que el pozo se va sometiendo a ciclos de inyección va ser necesario la inyección de más energía para lograr llegar a calentar el hidrocarburo, hasta un límite económico en el cual no será rentable por los altos costos de la inyección y la poca producción que se genere con esta.

3.2. ANÁLISIS B

3.2.1. Pozo B1

Figura 34. Historial de producción del pozo B1 con los ciclos de inyección de vapor.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

El análisis del pozo B1 se centra en dos tecnologías de las tres que se han implementado hasta el momento en la vida de explotación del pozo, la primera de ellas es el sistema de bombeo de cavidades progresivas metal metal (AMPCP) y la segunda tecnología fue la implementación del sistema SD. Como podemos ver la Figura 34 nos muestra claramente la producción base o estimada por ciclo de inyección, la producción incremental, la cantidad de energía inyectada al pozo en MMBTU y por ultimo las diferidas en barriles por las intervenciones o servicios de pozo en cada ciclo de inyección (DWS), las cuales se dan en barriles de crudo.

En la Figura 34 se puede evidenciar que durante el periodo que comprende los tres primeros ciclos de inyección de cada tecnología, hubo barriles incrementales considerables. Esto se vio marcado más que todo en el periodo de desarrollo del sistema AMPCP, el comprendió los ciclos 4, 5 y 6.

Tabla 9. Resultados del pozo B1 durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.

Pozo	Tecnología	Prod Inc (BO)	Vapor Iny (MMBTU)	Diferida por Well Services (BO)
B1	AMPCP	20830	25703	653
	SD	7377	29047	0

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Los barriles incrementales generados por el sistema AMPCP fueron considerablemente mayores a los generados por el SD, esto por la capacidad de levantamiento que tiene este sistema y por los parámetros de producción que maneja. Por otro lado, otra variable importante en este análisis son las diferidas por Well Services, las cuales fueron mayores (Ver tabla 9) en el sistema AMPCP por intervenciones como: Acondicionamiento de vapor, servicios post-inyección, pesca de centralizador, pulling y running de sarta de varilla.

El otro parámetro de estudio, el cual es los MMBTU inyectados durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología, se puede ver un aumento por parte del periodo del sistema SD, por las estimulaciones que se le realizan al pozo constantes fuera de los ciclos programados de inyección.

3.2.2. Análisis general pozos B. El análisis B comprende básicamente el comportamiento de producción, de inyección e intervenciones de los pozos B1, B2, B3, B4 y B5 durante sus primeros tres ciclos de inyección de vapor. Estos pozos son los únicos que manejaron las dos tecnologías en estudio. La primera tecnología que se implementó en estos pozos de las dos en estudio fue el sistema AMPCP y como segunda el sistema SD.

Con los resultados obtenidos en este análisis (Ver tabla 10) podemos decir que las dos tecnologías en comparación con el sistema implementado a principio de desarrollo del campo (BM), los resultados en cualquier aspecto o parámetro de evaluación han sido positivos. Pero analizando las dos tecnologías en estudio entre sí, podemos ver que hay diferencias pronunciadas en diferentes aspectos o parámetros.

Tabla 10. Resultados de los pozos del análisis B durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.

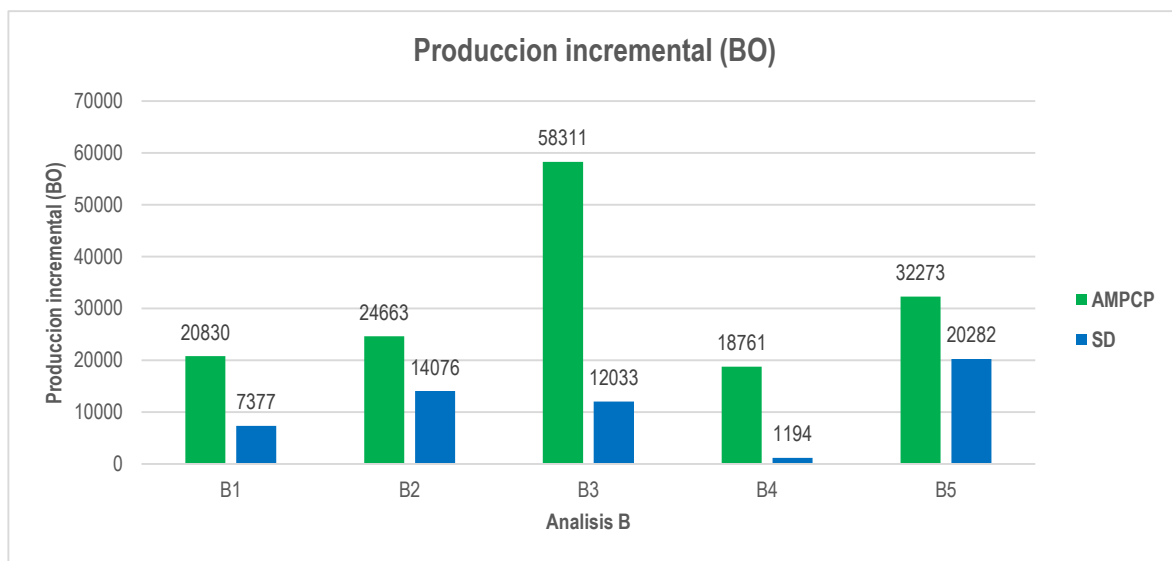
Análisis	Pozo	Tecnología	Prod Inc (BO)	Vapor Iny (MMBTU)	Diferida por Well Services (BO)
Análisis B	B1	AMPCP	20830	25703	653
		SD	7377	29047	0
	B2	AMPCP	24663	24537	380
		SD	14076	24366	19
	B3	AMPCP	58311	17383	812
		SD	12033	18952	20
	B4	AMPCP	18761	21840	491

Análisis	Pozo	Tecnología	Prod Inc (BO)	Vapor Iny (MMBTU)	Diferida por Well Services (BO)
	B5	SD	1194	25308	10
		AMPCP	32273	20215	343
		SD	20282	25716	41

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Uno de ellos es la producción incremental que pueden generar los pozos teniendo un sistema AMPCP los cuales alcanzan a duplicar los barriles incrementales (Ver figura 35) obtenidos teniendo un sistema SD. Esto se ve reflejado en gran parte por los buenos niveles dinámicos de fluido en el pozo, durante ese periodo, ya que, si el yacimiento no aporta el suficiente fluido al pozo, por más que la bomba tenga una buena capacidad de levantamiento no va a generar incrementales, que es el caso de nuestra AMPCP 800V1000.

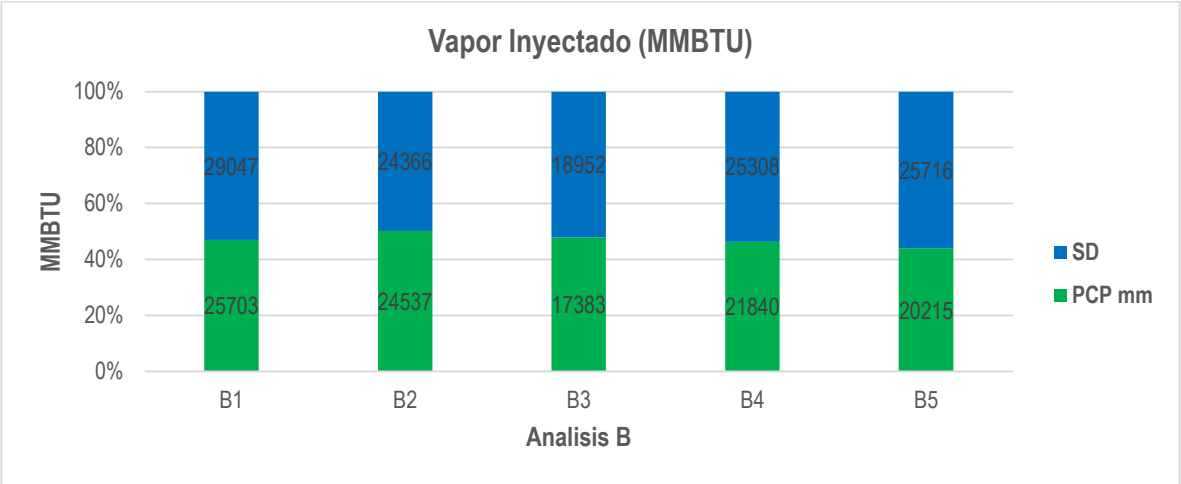
Figura 35. Producción incremental (BO), durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Otra variable de análisis fue la cantidad de energía suministrada a los pozos para la generación de barriles incrementales, como podemos ver en la figura 36 la diferencia en MMBTU inyectados en una tecnología y en la otra no es muy grande. Pero sin duda es una variable que no se debe descartar a la hora de pensar en un análisis económico para determinar que tecnología es más rentable.

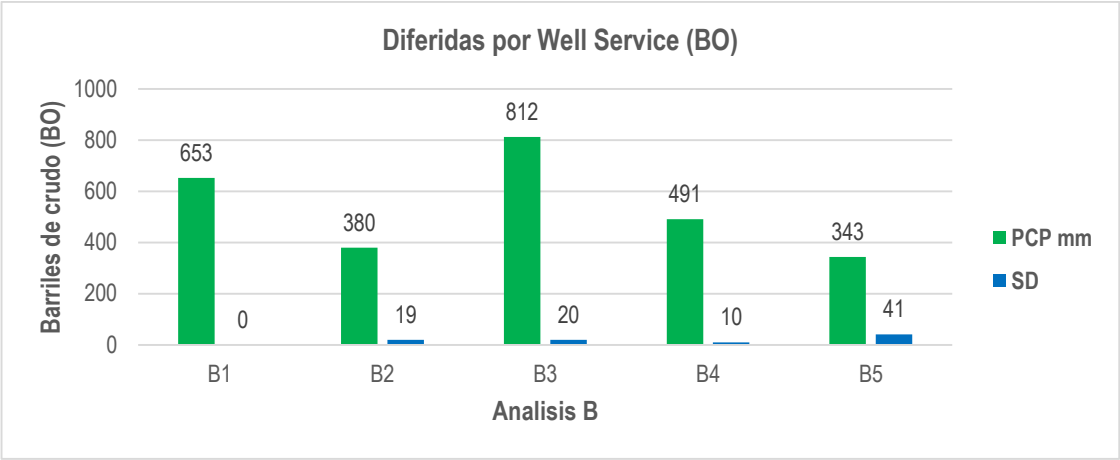
Figura 36. Vapor inyectado (MMBTU), durante los primeros tres ciclos de inyección de cada tecnología.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Por último, la otra variable que presenta gran diferencia o variabilidad entre las dos tecnologías son las diferidas por Well Services, las cuales se ven mucho más marcadas en el sistema AMPCP, llegando a ser 8 veces a las del sistema SD, lo cual se ve reflejado en costos de intervención y menos ingresos por barriles no producidos. Todo esto básicamente por el solo hecho de los pulling y los running de varilla en los procesos de post y preinyección para los ciclos de inyección cuando el pozo tenía el sistema AMPCP y por más demás causas operativas (Ver figura 37).

Figura 37. Diferidas por Well Service (BO).



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS TECNOLOGÍAS IMPLEMENTADAS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

A lo largo de los años de producción del campo de crudo pesado se ha ido presentando problemas técnicos que han ido agravando considerablemente, problemas como la flotabilidad de varilla, el arenamiento de los pozos, entre otros que han disminuido el rendimiento de los sistemas de levantamiento empleado en la mayoría de los pozos, esto trajo consigo mayores intervenciones a los pozos, paradas continuas, pérdidas de producción, en pocas palabras un aumento en la inversión debido a los costos de operación y una reducción considerable en los ingresos de la compañía operadora.

Debido a estos problemas se evaluó el desempeño de tecnologías de producción, específicamente de las sartas duales, que son completamientos duales de pozos asistidos por bombeo mecánico y las bombas de cavidades progresivas PCP de tipo METAL-METAL, el estudio arrojó resultados alentadores ya que se observó un incremento en la producción en comparación a los sistemas de producción que tenían los pozos en los cuales se realizó dicho estudio.

A continuación se realizó un análisis de costos de inversión y costos de operación e ingresos, el análisis se realizó en los tres primeros ciclos de producción de cada tecnología tanto de la que tenían originalmente los pozos como en las tecnologías aplicadas en este proyecto, se utilizó el dólar como unidad monetaria de valor constante, y teniendo en cuenta la tasa mínima de la operadora está dispuesta a tener a su favor luego de la inversión se denomina tasa de oportunidad que en este caso para esta compañía es del 11,25% efectiva anual (EA). El estudio financiero se efectuó por medio de los indicadores valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

4.1. ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO (CAPEX) – POZO B3

La compañía para ejecutar el proyecto debió realizar la compra de equipamiento tanto de superficie como de fondo para implementar estas tecnologías y mirar su desempeño. En la Tabla 11 se visualizan los costos de manera individual de los materiales y elementos que hacen parte de los equipos de fondo y de superficie para la tecnología de sartas duales y el costo de inversión inicial total de esta tecnología, mientras que en la Tabla 12 todo lo referente a la tecnología AMPCP

Tabla 11. Coste de los equipos por pozo de la tecnología sarta dual, y coste total de inversión inicial.

EQUIPO DE WELL SERVICES			
EQUIPO WS	HORAS	PRECIO POR HORA (USD)	PRECIO DEL SERVICIO (USD)
JS4	38	\$ 204	\$ 7.769

ENSAMBLE DE SUPERFICIE			
EQUIPO DE SUPERFICIE	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
BOP 3-1/2" OD, 3" ID 3" LP	1	\$ 3.584	\$ 3.584
Sttufing Box HTP, 1-1/4" x 3" 8V Pin	1	\$ 300	\$ 300
Grapa Barra Lisa 1-1/4", 26000 lbs	1	\$ 244	\$ 244

ENSAMBLE DE FONDO			
SARTA DE VARILLA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
Polished rod	1	\$ 259	\$ 259
Pony rod	4	\$ 25	\$ 99
Sucker rod	8	\$ 54	\$ 435
Rod guides	33	\$ 199	\$ 6.566
Sinker bar	48	\$ 83	\$ 3.969
Plunger	1	\$ 398	\$ 398

ENSAMBLE DE FONDO			
SARTA DE VARILLA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
SARTA DE INYECCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
Tubing 3-1/2"	21	\$ 149	\$ 3.131
X-Over 3-1/2" to 2-7/8"	1	\$ 148	\$ 148
Tubing 2-7/8"	32	\$ 123	\$ 3.944
Tubing beveled 2-7/8"	65	\$ 131	\$ 8.522
SARTA DE PRODUCCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
Tubing 2-7/8"	48	\$ 123	\$ 5.915
Barrel 2-7/8" + standing valve	1	\$ 393	\$ 393
Seating nipple	1	\$ 328	\$ 328
Tubing beveled 2-7/8"	2	\$ 131	\$ 262
Mule shoe	1	\$ 295	\$ 295
TOTAL			\$ 38.792

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Tabla 12. Coste de los equipos por pozo de la tecnología AMPCP, y coste total de inversión inicial.

EQUIPO DE WELL SERVICES			
EQUIPO DE INSTALACIÓN	HORAS	PRECIO POR HORA (USD)	PRECIO DEL SERVICIO (USD)
JS4	34,5	\$ 204	\$ 7.054

ENSAMBLE DE SUPERFICIE			
EQUIPO DE SUPERFICIE	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
ORYX SEAL HT 1 1/2" COMPLETE (Incluye Frame)	1	\$ 6.356	\$ 6.356
IBOP HT for 1" 1/2 Polished Rod	1	\$ 4.317	\$ 4.317

ENSAMBLE DE FONDO			
SARTA DE VARILLA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
Polished rod	1	\$ 259	\$ 259

ENSAMBLE DE FONDO			
SARTA DE VARILLA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
Pony rod	2	\$ 40	\$ 81
Pony rod	1	\$ 31	\$ 31
Sucker rod	55	\$ 54	\$ 2.992
80V1000 - Rotor PCM VULCAIN 1 1/8" Pin	1	\$ 6.129	\$ 6.129
SARTA DE PRODUCCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
Tubing 3-1/2"	46	\$ 123	\$ 5.669
X-over 3-1/2" x 4" y x-over 4" x 3-1/2"	2	\$ 148	\$ 297
Tubing pup joint 3-1/2"	1	\$ 82	\$ 82
80V1000 - Stator PCM VULCAIN 4" UN	1	\$ 25.843	\$ 25.843
Antivibration Sub 9" 5/8 - 3" 1/2	1	\$ 2.048	\$ 2.048
Stop Bushing 4" box x 3" 1/2 pin	1	\$ 256	\$ 256
End cap	1	\$ 104	\$ 104
Slotted tubing	2	\$ 131	\$ 262
Mule shoe	1	\$ 295	\$ 295
TOTAL			\$ 62.076

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

4.2. ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX) – POZO B3

Durante la puesta en marcha de cada tecnología se debe asumir el coste asociado a la operación denominado Lifting cost, este importe incluye tanto el costo de levantamiento, transporte, talento humano como de suministros, reparaciones, etc.

La operadora pronostico un Lifting cost de 11,95%, esto basado y determinado por la compañía teniendo en cuenta la experiencia de otras operadoras y en el cálculo de la inversión. Para este análisis se estudió en el comportamiento de los pozos en

los primeros cuatro meses de cada ciclo de inyección evaluada, que fueron los tres ciclos siguientes luego de la aplicación de la tecnología que este en dicho pozo.

En la Tabla 13 se observa los barriles incrementales de cada ciclo determinada por la evaluación técnica de cada tecnología.

Tabla 13. Producción incremental por ciclo de inyección en cada tecnología.

Tecnología	Ciclos	P. Real (BO)	P. Base (BO)	P. Inc (BO)
AMPCP	1	33245	11595	21651
	2	37219	10630	26589
	3	18030	7958	10072
SD	1	9180	6754	2427
	2	14961	9733	5228
	3	13821	9443	4378

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Luego de que se calculara la producción incremental para el comienzo del pozo cuando inicio la producción con BM, se calcula los costos asociados de operación asociados al lifting cost establecido por la compañía, como se observa en la Tabla 14 y los costos de operación asociados a la producción incremental luego de aplicar la tecnología sarta dual (Ver Tabla 15).

Tabla 14. Costos de operación cuando el pozo B3 comenzó su etapa de producción en los primeros ciclos con AMPCP.

COSTE DE OPERACIÓN AMPCP - LIFTING COST USD/BBL			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	LIFTING COST USD/BBL	PRODUCCIÓN INCREMENTAL	USD
1	\$ 12	21651	\$ 258.724
2	\$ 12	26589	\$ 317.733
3	\$ 12	10072	\$ 120.355

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Tabla 15. Costos de operación cuando se implementó en el pozo B3 la Sarta dual.

COSTE DE OPERACIÓN SD - LIFTING COST USD/BBL			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	LIFTING COST USD/BBL	PRODUCCIÓN INCREMENTAL	USD
1	\$ 12	2427	\$ 28.999
2	\$ 12	5228	\$ 62.476
3	\$ 12	4378	\$ 52.320

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Para el análisis financiero del proyecto también se tuvieron en cuenta para los costos de operación los importes abonados por los MBTU inyectados por ciclo de inyección, el tiempo de intervención de los pozos para realizarles mantenimiento y la diferida de producción debido a esas intervenciones a los pozos, tal cual como se muestra en la Tabla 16.

Las variables mencionadas anteriormente son muy sensibles para el análisis financiero del proyecto, ya que son indicadores de que tan eficiente fue la operación del pozo B3 tanto al comienzo de su producción como también luego de implementar la tecnología de sarta dual.

Tabla 16. Calculo de egresos netos asociados a la operación del pozo B3, teniendo en cuenta data de tiempo de intervención a pozos y los MBTU inyectados, por cada ciclo.

COSTE DE OPERACIÓN AMPCP - LIFTING COST USD/BBL			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	LIFTING COST USD/BBL	PRODUCCIÓN INC	USD
1	\$ 12	21651	\$ 258.724
2	\$ 12	26589	\$ 317.733
3	\$ 12	10072	\$ 120.355
COSTE DE OPERACIÓN SD - LIFTING COST USD/BBL			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	LIFTING COST USD/BBL	PRODUCCIÓN INC	USD
1	\$ 12	2427	\$ 28.999
2	\$ 12	5228	\$ 62.476
3	\$ 12	4378	\$ 52.320
COSTE DE OPERACIÓN AMPCP- USD/MMBTU			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	USD/MMBTU	MMBTU INY	USD
1	\$ 4	5129	\$ 20.260
2	\$ 4	5389	\$ 21.287
3	\$ 4	6865	\$ 27.117
COSTE DE OPERACIÓN SD - USD/MMBTU			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	USD/MMBTU	MMBTU INY	USD
1	\$ 4	7332	\$ 28.961
2	\$ 4	4073	\$ 16.089
3	\$ 4	7547	\$ 29.811
COSTE DE OPERACIÓN AMPCP - WELL SERVICES			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	USD	HORAS DE SERVICIO	USD
1	\$ 126	46	\$ 5.721
2	\$ 126	14	\$ 1.698
3	\$ 126	15	\$ 1.886
COSTE DE OPERACIÓN SD - WELL SERVICES			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	USD	HORAS DE SERVICIO	USD
1	\$ 126	7	\$ 817
2	\$ 126	0	\$ 0
3	\$ 126	0	\$ 0

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

4.3. ANÁLISIS DE INGRESOS POR PRODUCCIÓN INCREMENTAL – POZO B3

Al realizar el análisis financiero se observó que los ingresos netos para la compañía estuvieron asociados a la producción incremental neta de los pozos, para conocer el importe a favor de la compañía se tomó como referencia un precio promedio del crudo Brent de USD 40/BO, que correspondió al promedio aritmético del precio del crudo entre finales del 2015 y comienzos del 2016, sin embargo, se tuvo que ajustar ese valor teniendo en cuenta el ajuste por calidad de rudo y por el coste de transporte, como se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17. Precio de venta del barril (USD).

ÍTEM	Costo (USD/Bbl)
Crudo Brent	40
Ajuste por calidad del crudo	5
Transporte	5,22
Precio de venta	29,78

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Para el cálculo de los ingresos también fue necesario tener en cuenta la resta del porcentaje de regalías que por ley se debe tener en cuenta para calcular la producción incremental neta, tal como lo indica la ley 756 de 2002 con los valores que se observan en la Tabla 18.

Tabla 18. Porcentaje de regalías según ley 756 de 2002.

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Producción mayor a 5KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%
$X\% = 8 + (\text{Producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * 0.10$	
Producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la Tabla 19, se presenta la producción incremental neta en cada ciclo de producción tomado como base para el análisis financiero teniendo en cuenta el porcentaje de regalías que para este caso en específico es del 8%.

Tabla 19. Producción incremental neta del pozo B3.

PRODUCCIÓN INCREMENTAL NETA AMPCP			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL (BBL)	8% POR REGALÍAS (BBL)	PRODUCCIÓN NETA (BBL)
1	21651	1732	19918
2	26589	2127	24461
3	10072	806	9266
PRODUCCIÓN INCREMENTAL NETA SD			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	PRODUCCIÓN INCREMENTAL	8% POR REGALÍAS (BBL)	PRODUCCIÓN NETA (BBL)
1	2427	194	2233
2	5228	418	4810
3	4378	350	4028

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la Tabla 20 se muestra los ingresos en \$USD derivados de la venta de la producción incremental neta.

Tabla 20. Ingresos netos por tecnología y por ciclo para el pozo B3

INGRESOS AMPCP			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	COSTE DEL BARRIL USD/BBL	PRODUCCIÓN NETA	USD
1	\$ 30	19918	\$ 593.172
2	\$ 30	24461	\$ 728.462
3	\$ 30	9266	\$ 275.935
INGRESOS SD			
PERIODO (CUATRIMESTRE)	COSTE DEL BARRIL USD/BBL	PRODUCCIÓN NETA	USD
1	\$ 30	2233	\$ 66.485
2	\$ 30	4810	\$ 143.237
3	\$ 30	4028	\$ 119.952

Fuente. Mansarovar Energy Colombia Ltda.

4.4. EVALUACIÓN FINANCIERA – POZO B3

El desarrollo de la evaluación financiera del proyecto se basó en el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), indicadores más acertados para realizar cualquier tipo de análisis de flujos para determinar la viabilidad y que tan atractivo es un proyecto de inversión.

4.4.1. Valor Presente Neto – VPN. El valor presente neto es el indicador económico más utilizado para evaluar la viabilidad financiera de un proyecto de inversión a largo plazo, permite determinar qué tan atractivo es un proyecto para una empresa ya que evaluar si se cumple el objetivo financiero.

Este valor puede ser tanto positivo como negativo, incluso puede ser igual a cero; si es un valor positivo el proyecto será atractivo para la compañía, si es menor a cero el proyecto no será para nada llamativo para realizar una inversión y si es cero

el proyecto no generara ingresos así que también es descartado por cualquier compañía.

Para el desarrollo de este análisis basándonos en el valor presente neto se utilizó la Ecuación 1.

Ecuación 1. Valor presente neto (VPN).

$$VPN(i) = \sum Fn(1 + i)^{-n}$$

n= Periodo de tiempo.

i= Tasa de interés de oportunidad (TIO).

Fn= Flujo neto de caja

Para poder hacer buen uso de la ecuación del valor presente neto, fue necesario realizar la conversión de la tasa de oportunidad de la compañía del 11,25% (efectiva anual), a una tasa cuatrimestral, a continuación, se muestra como se realizó la conversión.

- Tasa de interés de Oportunidad.

$$(1 + i)^n = (1 + i)^n$$

$$(1 + 0,1125)^1 = (1 + i)^3$$

$$(1 + 0,1125)^{1/3} = (1 + i)^{3/3}$$

$$i = 0.036175$$

$$TIO_{trimestral} = 3,62\%$$

Para la implementación del VPN, fue necesario realizar un flujo neto de caja, el cual permitió el flujo de entrada y de salida de dinero en cada periodo y a partir de allí determinar el estado financiero del proyecto. En la figura 1 y 2 se presenta el detallado del flujo de caja, ingresos en la parte superior y los egresos en la parte inferior de la línea de tiempo; para cada tecnología respectivamente.

Figura 38. Flujo de caja AMPCP.

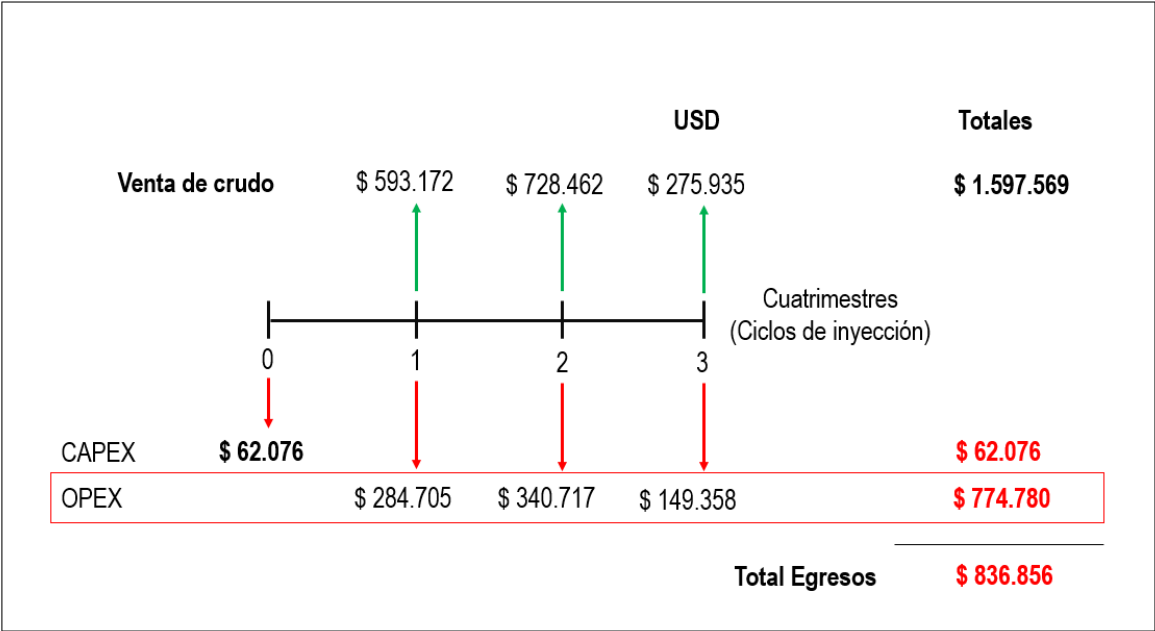
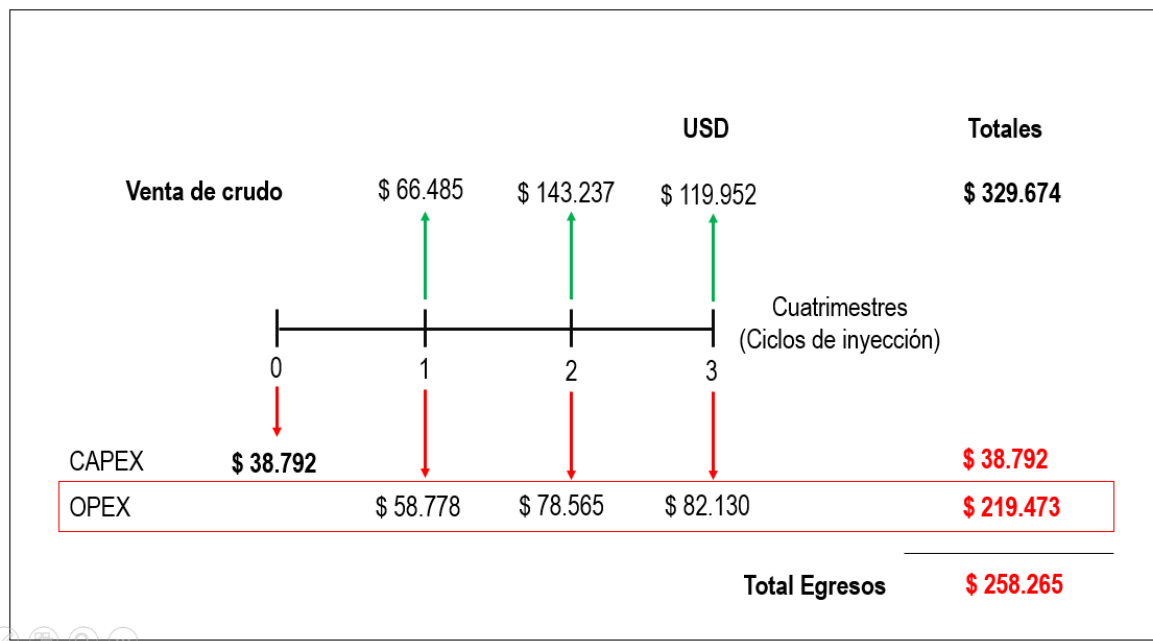


Figura 39. Flujo de caja SD.



En la figura 40 y 41 se presenta el flujo neto de caja, evidenciándose el balance económico entre las entradas y las salidas de efectivo durante el tiempo del estudio financiero, en la parte superior se muestra un periodo de ganancia neto de la compañía y en la parte inferior del diagrama el importe correspondiente a las salidas de efectivo netas.

Figura 40. Flujo neto de caja AMPCP.

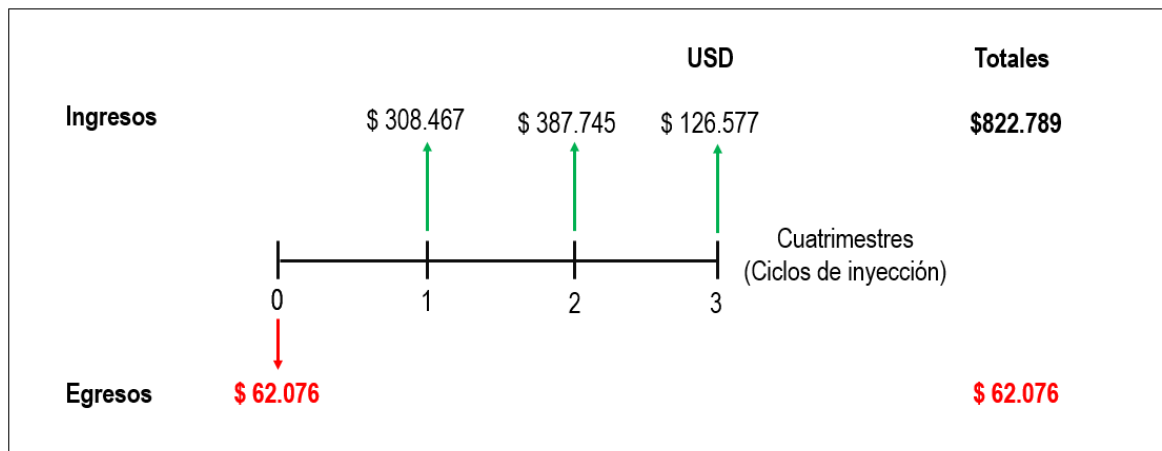
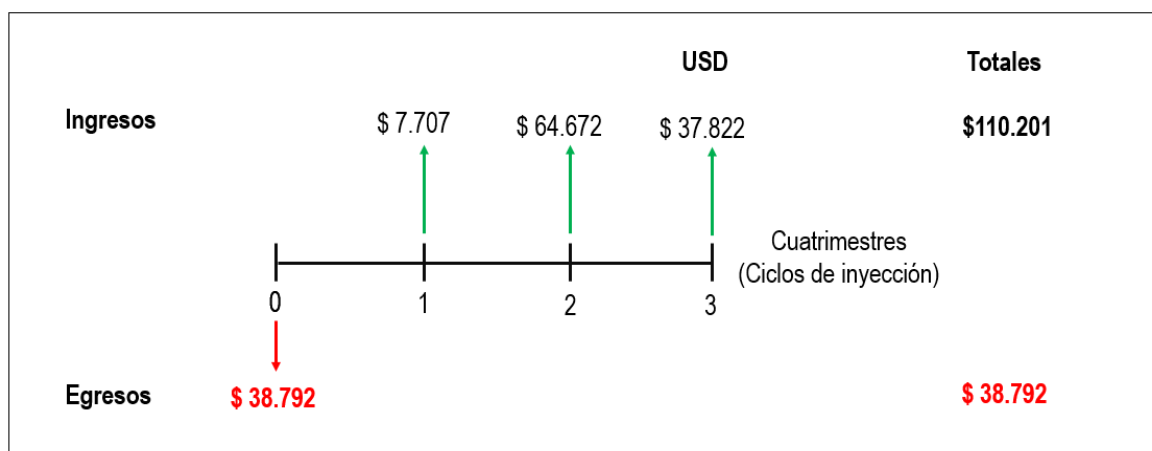


Figura 41. Flujo neto de caja SD.



▪ VALOR PRESENTE NETO PARA CADA TECNOLOGÍA DEL POZO B3

Una vez realizados los flujos netos de caja se procedió a aplicar la fórmula, para determinar el valor presente neto de cada tecnología aplicada en el pozo B3, tal como se muestra en el Cálculo 1 y el Cálculo 2.

Calculo 1. Valor presente neto para AMPCP.

$$VPN(0,036175) = -62.076 + \frac{308.468}{(1 + 0,036175)^1} + \frac{387.745}{(1 + 0,036175)^2} + \frac{126.578}{(1 + 0,036175)^3}$$

$$VPN(0,036175) = 741.494 \text{ \$USD}$$

Calculo 2. Valor presente neto para SD.

$$VPN(0,036175) = -38.792 + \frac{7.708}{(1 + 0,036175)^1} + \frac{64.672}{(1 + 0,036175)^2} + \frac{37.822}{(1 + 0,036175)^3}$$

$$VPN(0,036175) = 62.879 \text{ \$USD}$$

▪ **CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA UTILIZANDO EL INDICADOR FINANCIERO VPN**

El análisis en el pozo B3 arrojó resultados positivos para ambas tecnologías y que son valores atractivos para la compañía ya que a dólares de hoy representan un importe significativo para la compañía Mansarovar Energy Colombia, puesto que los VPN fueron mayor a cero, de 62.879 y 741.494 USD, para sarta dual y para AMPCP respectivamente.

4.4.2. Tasa Interna de Retorno – TIR. La tasa interna de retorno TIR, es la tasa que iguala o aproxima el VPN a cero para determinar la viabilidad de la inversión en el proyecto.

Cuando el margen de rentabilidad que ofrece el proyecto sea mayor a la TIO el proyecto es atractivo para la compañía, cuando el margen de rentabilidad sea menor que el TIO el proyecto no es atractivo para la compañía, y por ultimo cuando el

margen de rentabilidad es igual que la TIO el proyecto es indiferente financieramente para la compañía.

Como ya fue mencionado anteriormente, la Tasa de Interés de Oportunidad de la compañía es 3,62% cuatrimestral, por ende, se procede a calcular la tasa interna de retorno con base a la Ecuación 2.

Ecuación 2. Tasa Interna de Retorno (TIR).

$$0 = -I_o + \frac{Fn_1}{(1+i)^{n1}} + \frac{Fn_2}{(1+i)^{n2}} + \frac{Fn_3}{(1+i)^{n3}}$$

I_o = Inversión inicial.

Fn = Flujo neto de caja

n = Periodo (cuatrimestre)

i = Tasa interna de retorno.

▪ TASA INTERNA DE RETORNO PARA CADA TECNOLOGÍA DEL POZO B3

La metodología para calcular el TIR fue por medio de iteraciones, las cuales se muestran en las Tablas 11 y 12, que fueron los resultados de los reemplazos en la ecuación del TIR, la última iteración en la tabla es correspondiente a la Tasa Interna De Retorno, calculo en el cual donde el resultado del VPN fue el más cercano a 0. En los Cálculos 3 y 4 se evidencia el desarrollo de la primera iteración.

Calculo 3. Iteración inicial para AMPCP.

$$VPN(i) = -38.792 + \frac{7.708}{(1+i)^1} + \frac{64.672}{(1+i)^2} + \frac{37.822}{(1+i)^3}$$

= *se establecio unaa tasa de 5% para comenzar las iteraciones*

$$692.741 = -38.792 + \frac{7.708}{(1 + 0,05)^1} + \frac{64.672}{(1 + 0,05)^2} + \frac{37.822}{(1 + 0,05)^3}$$

NOTA: El VPN es mayor a cero, por lo tanto, se debe comenzar a aumentar la tasa porcentual hasta encontrar el valor más cercano a cero.

Tabla 21. Tasa interna de retorno para AMPCP.

AMPCP		
ITERACIONES	TASA PORCENTUAL (%)	VALOR PRESENTE NETO (vpn)
13	474,5445%	\$ 0,466728

Calculo 4. Iteración inicial para SD.

$$VPN(i) = -62.076 + \frac{308.468}{(1 + i)^1} + \frac{387.745}{(1 + i)^2} + \frac{126.578}{(1 + i)^3}$$

= *se establecio unaa tasa de 5% para comenzar las iteraciones*

$$59.880 = -62.076 + \frac{308.468}{(1 + 0,05)^1} + \frac{387.745}{(1 + 0,05)^2} + \frac{126.578}{(1 + 0,05)^3}$$

NOTA: El VPN es mayor a cero, por lo tanto, se debe comenzar a aumentar la tasa porcentual hasta encontrar el valor más cercano a cero.

Tabla 22. Tasa interna de retorno para SD.

SD		
ITERACIONES	TASA PORCENTUAL (%)	VALOR PRESENTE NETO (vpn)
12	61,015%	\$ 0,40153

▪ CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA UTILIZANDO EL INDICADOR FINANCIERO TIR

Basados en los resultados obtenidos de TIR en las tecnologías que se estudiaron en el pozo B3, se concluyó que las dos tecnologías son atractivas financieramente para la compañía, aunque hay un desbalance hacia la AMPCP ya que en su tasa de retorno fue más de 7 veces mayor a la de la sarta dual, teniendo una TIR de 474,5% anual, que si a su vez se compara con la tasa de oportunidad de la compañía que es del 11,25% anual es muy llamativa para cualquier compañía. Estas altas tasas de retorno se presentan ya que la implementación de cualquiera de estas tecnologías son proyectos de baja inversión, en el primer ciclo luego de implementada cada tecnología se logra recuperar la inversión inicial del proyecto hasta incluso deja ganancias a la compañía.

4.5. RESULTADO FINANCIERO FINAL DE TODOS LOS POZOS ANALIZADOS.

En la Tabla 23. Se muestran los resultados del análisis económico de los demás pozos analizados en campo abarco, análogamente se encontraron los valores de VPN y TIR para las tecnologías que se implementaron en esos pozos, los resultados del análisis al igual que el del pozo B3 explicado anteriormente están basados en el análisis de la data de producción y actividad en los pozos en los primeros 4 meses luego de implementar cierta tecnología. En el caso de los pozos A1 y A2 se comparó la tecnología que se implementó en cada pozo con la tecnología original con la que comenzó la etapa de producción de esos pozos, que fue bombeo mecánico (BM).

Ya para el análisis de los pozos B1, B2, B4 y B5 se analizó al igual el mismo periodo de análisis, pero estos pozos tuvieron la particularidad de contar con la implementación de las dos tecnologías propuestas en el proyecto, las sertas duales y las AMPCP.

Tabla 23. Resultado análisis económico pozos estudios (1).

POZO A1							
INV. INICIAL (USD)	TEC	CICLO	TOTAL INGRESOS (SUD)	TOTAL EGRESOS (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	VPN (USD)	TIR
\$ 30.716	BM	1	\$ 286.935	\$ 162.906	\$ 124.029	\$ 191.252	317%
		2	\$ 40.137	\$ 54.102	-\$ 13.964		
		3	\$ 273.682	\$ 145.437	\$ 128.244		
\$ 38.792	SD	1	\$ 432.596	\$ 223.892	\$ 208.705	\$ 282.002	485%
		2	\$ 238.644	\$ 137.015	\$ 101.629		
		3	\$ 111.559	\$ 84.059	\$ 27.501		
POZO A2							
INV. INICIAL (USD)	TEC	CICLO	TOTAL INGRESOS (SUD)	TOTAL EGRESOS (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	VPN (USD)	TIR
\$ 30.716	BM	1	\$ 537.103	\$ 266.035	\$ 271.067	\$ 444.490	813%
		2	\$ 181.810	\$ 115.213	\$ 66.598		
		3	\$ 360.114	\$ 191.489	\$ 168.625		
\$ 62.076	AMPC P	1	\$ 461.443	\$ 236.106	\$ 225.337	\$ 372.301	319%
		2	\$ 268.127	\$ 151.535	\$ 116.592		
		3	\$ 279.274	\$ 158.776	\$ 120.499		

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Tabla 24. Resultado análisis económico pozos estudios (2).

POZO B1							
INV. INICIAL (USD)	TEC	CICLO	TOTAL INGRESOS (USD)	TOTAL EGRESOS (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	VPN (USD)	TIR
\$ 62.076	AMPCP	1	\$ 307.711	\$ 168.530	\$ 139.182	\$ 139.582	277%
		2	\$ 82.418	\$ 71.665	\$ 10.753		
		3	\$ 180.556	\$ 116.788	\$ 63.768		
\$ 38.792	SD	1	\$ 123.207	\$ 90.249	\$ 32.958	-\$ 37.118	N/A
		2	\$ 78.905	\$ 73.047	\$ 5.858		
		3	\$ 0	\$ 39.593	-\$ 39.593		

POZO B2							
INV. INICIAL (USD)	TEC	CICLO	TOTAL INGRESOS (USD)	TOTAL EGRESOS (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	VPN (USD)	TIR
\$ 62.076	AMPCP	1	\$ 335.832	\$ 181.638	\$ 154.194	\$ 194.314	327%
		2	\$ 110.975	\$ 83.334	\$ 27.641		
		3	\$ 228.906	\$ 137.865	\$ 91.041		
\$ 38.792	SD	1	\$ 58.866	\$ 63.660	-\$ 4.794	\$ 71.948	35%
		2	\$ 245.628	\$ 143.856	\$ 101.772		
		3	\$ 81.145	\$ 58.253	\$ 22.892		
POZO B4							
INV. INICIAL (USD)	TEC	CICLO	TOTAL INGRESOS (USD)	TOTAL EGRESOS (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	VPN (USD)	TIR
\$ 62.076	AMPCP	1	\$ 288.955	\$ 161.436	\$ 127.520	\$ 122.089	263%
		2	\$ 126.273	\$ 84.607	\$ 41.667		
		3	\$ 98.770	\$ 73.974	\$ 24.796		
\$ 38.792	SD	1	\$ 0	\$ 32.459	-\$ 32.459	-\$ 115.870	N/A
		2	\$ 0	\$ 33.322	-\$ 33.322		
		3	\$ 32.713	\$ 49.096	-\$ 16.384		

POZO B5							
INV. INICIAL (USD)	TEC	CICLO	TOTAL INGRESOS (USD)	TOTAL EGRESOS (USD)	FLUJO NETO DE CAJA (USD)	VPN (USD)	TIR
\$ 62.076	AMPCP	1	\$ 255.034	\$ 142.335	\$ 112.699	\$ 317.331	273%
		2	\$ 142.911	\$ 89.020	\$ 53.891		
		3	\$ 486.259	\$ 241.011	\$ 245.248		
\$ 38.792	SD	1	\$ 290.474	\$ 157.644	\$ 132.830	\$ 160.268	143%
		2	\$ 100.322	\$ 81.283	\$ 19.039		
		3	\$ 164.894	\$ 105.781	\$ 59.113		

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

5. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE MÉTODOS DE PRODUCCIÓN, SD Y AMPCP

Esta metodología tiene como objetivo observar los diferentes parámetros, propiedades y condiciones que existen a la hora de analizar un pozo para la aplicación de un sistema o método de producción, que en este caso para el trabajo de investigación será enfocado a las dos tecnologías en cuestión, sarta dual y bombeo de cavidades progresivas metal-metal.

Esta metodología estará apoyada de un technical screening que se desarrollado con información de campo en pozos donde se implementaron las tecnologías en estudio; y casos de aplicaciones a nivel mundial. Toda esta herramienta nos permitirá tomar la mejor decisión a la hora de seleccionar alguno de estas dos tecnologías. A continuación, se podrá ver la estructura metodológica creada para la selección de alguna de estas dos tecnologías.

5.1 ESTRUCTURA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE PRODUCCIÓN SD Y AMPCP

1. Analizar el promedio de intervenciones al pozo en su último ciclo de inyección para determinar cuáles son los problemas de fondo que se vienen presentando en este.
2. Analizar las pruebas de pozo realizadas al mismo en su último ciclo de inyección para determinar cómo es el comportamiento de la producción de crudo, agua y gas.

3. Revisar el diseño del pozo para evidenciar que tipo de pozo es: vertical, horizontal o desviado.
4. Analizar el estado mecánico del pozo para conocer que profundidad tiene en MD y en TVD; y evidenciar los diámetros de los casing.
5. Analizar el comportamiento de los niveles de fluido del pozo determinados mediante registro de sonolog para calcular la posible profundidad del intake de la bomba.
6. Realizar una prueba Assay al crudo producido para determinar las propiedades del mismo.
7. Estudiar las condiciones operativas de las dos tecnologías para determinar cuál de ellas se ajusta a los resultados obtenidos en los pasos anteriores (Ver tabla 24).
8. Estudiar y analizar los costos asociados al cambio de tecnología de producción.
9. Seleccionar la tecnología que se implementará.

5.2 TECHNICAL SCREENING

El technical screening se desarrolló gracias a la información suministrada por Mansarovar Energy Colombia Ltda., de los pozos en los cuales se implementaron las tecnologías estudiadas. Esta información comprende condiciones de pozo, propiedades del fluido producido, pruebas de pozo, pruebas de laboratorio y registros dinamométricos. Este screening también está soportado con información

de campos donde se implementaron estas dos tecnologías a nivel mundial, donde estas obtuvieron un muy buen desempeño.

Tabla 25. Technical Screening.

TECHNICAL SCREENING						
ÍTEM	SD			AMPCP		
Tipo de pozo	V	D	H	V	D	H
Diámetro del casing, in	>7			>4		
Profundidad de pozo, ft (TVD)	<4500			<10000		
Profundidad de pozo, ft (MD)	<5000			<12000		
Nivel de fluido, ft	1000-1400			700-1000		
°API	<15			<15		
Viscosidad, cP	6000-15000			6000-15000		
Contenido de arena, %	<0,5			<0,2		
Contenido de CO ₂ , %	-			<30		
Contenido de H ₂ S, %	-			<2		
Temperatura máxima del fluido, °F	400			662		
Corte de agua, %	<60			<60		

5.3 DEFINICIÓN DE PARÁMETROS Y SU IMPORTANCIA PARA LA SELECCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN

Los siguientes parámetros expuestos son condiciones del pozo y del fluido producido, los cuales son determinantes e importantes a la hora de seleccionar un sistema Sarta Dual o AMPCP.

- **Profundidad del pozo**

La profundidad del pozo es un criterio limitante en la aplicación de los sistemas de levantamiento, ya que el caudal de producción deseado depende de la profundidad

del pozo y en el caso de los métodos de bombeo dependen de la profundidad de asentamiento de la bomba. Además de la tasa de producción existen criterios como la gravedad API y la temperatura que también se ven influenciados por la profundidad. Por lo que se puede afirmar que a mayores profundidades tienden a incrementarse los problemas operacionales (requerimientos de potencias, rotura de varillas, daño en tuberías, etc.).⁴

El sistema de inyección SD de la mano del SLA bombeo mecánico convencional aplica en pozos medianamente someros, aunque la bomba de subsuelo como tal es capaz de levantar fluidos a grandes profundidades, existen factores como la potencia, la longitud de las emboladas, la longitud y el esfuerzo sobre las varillas, la carga y la fricción limitan el diseño.

En las bombas de cavidad progresiva metal-metal (AMPCP), la profundidad también representa una de limitación importante para su instalación, ya que a mayores profundidades aumentan los problemas operacionales, debido a los esfuerzos sobre las varillas; y cabe resaltar que esta está diseñada básicamente para trabajar en pozos que estén sufriendo alguna estimulación térmica por vapor, lo cual indica que el fluido que maneja o produce va ser de alta densidad (crudo pesado). El crudo pesado es un tipo de crudo que podemos encontrar a profundidades muy someras entre 3500 y 6000 ft en MD, lo cual se ve reflejado en casi todos pozos en los cuales se han implementado las bombas AMPCP a nivel mundial; los cuales también son en su mayoría pozos horizontales o desviados, este es el caso de los pozos sometidos al método SAGD en Canadá.⁵ Con todo esto podemos decir que el método AMPCP opera efectivamente a profundidades menores de 6.000 pies.

⁴ CARRILLO LUCIANI, Jesús Arturo. “Diseño de una metodología en la determinación de una familia de criterios para la selección de sistemas de levantamiento artificial”, Universidad Católica Andrés Bello, Caracas, (2010), Pág. 92.

⁵ ARYSTANBAY, R. BAE, W. NGUYEN, H. RYOU, S. LEE, W & JANG, T. “Successful Application of Metal PCP Technology to Maximize Oil Recovery in SAGD Process” SPE 149944 (2011), Pág. 1-6.

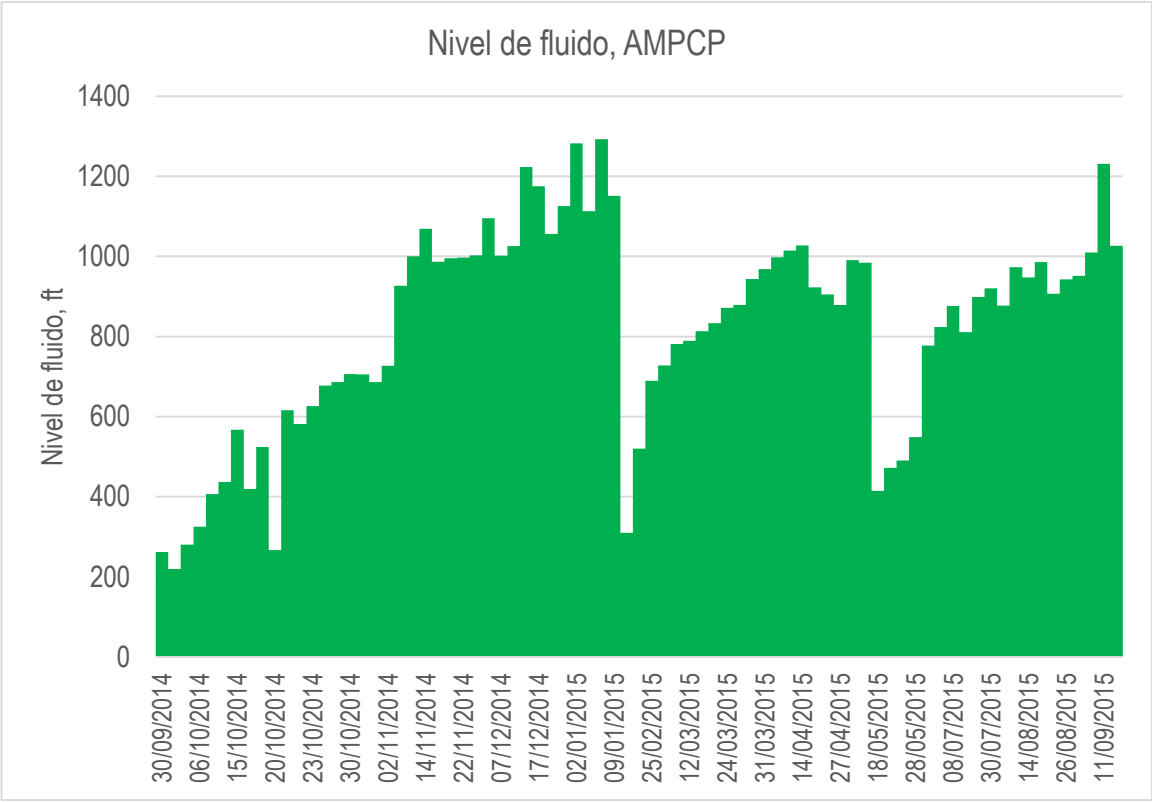
- **Nivel de fluido dinámico**

El nivel de fluido dinámico siempre va a ser una variable importante en nuestro pozo y más a la hora de seleccionar un sistema de levantamiento para poner en producción nuestro pozo. Un nivel de fluido constante nos representa buenos resultados, porque nos dice claramente que el aporte de fluido del pozo está de la mano con el funcionamiento de la bomba; es decir, el desempeño de la bomba en pocos términos se considera óptimo.

A continuación, en la figura podemos ver el comportamiento que tuvo el nivel del fluido del pozo B1 en un periodo de tiempo con el sistema AMPCP, como se puede evidenciar este no maneja un comportamiento constante, lo cual indica que la capacidad de levantamiento de la bomba superaba en gran parte el aporte de fluido del yacimiento al pozo, generando así altos niveles de fluido por periodos prolongados (baja sugerencia). Estos resultados llevaron a buscar la selección de otro sistema, el cual se adecuará con los aportes de fluido del pozo y que representará una reducción en costos.

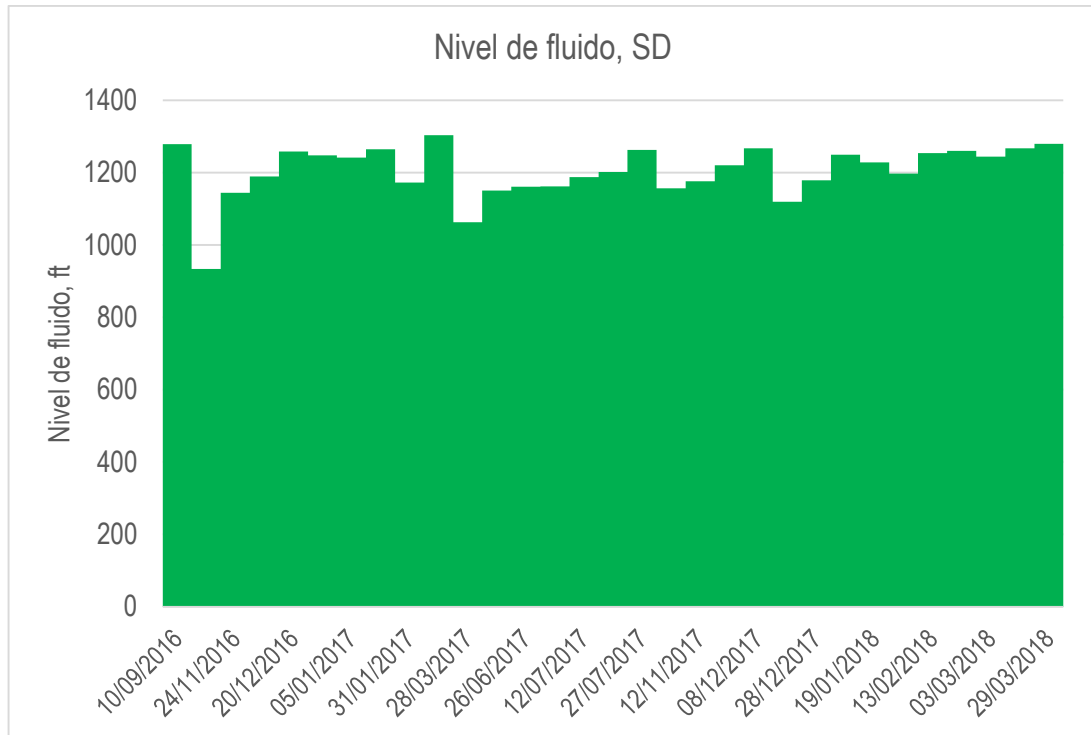
El sistema sarta dual, fue ese sistema que por un lado reducía en gran parte el problema de la flotabilidad de varillas y manejaba niveles de fluido constantes (Ver figura) con una bomba mecánica de tubería en fondo.

Figura 42. Comportamiento de niveles de fluido del pozo B1, con el sistema AMPCP.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 43. Comportamiento de niveles de fluido del pozo B1, con el sistema AMPCP.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

▪ Diámetro del casing

Este parámetro es muy importante a la hora de decidir qué tipo de método de producción implementar ya que en ocasiones este se puede convertir en un limitante por lo que el tamaño de diámetro de la tecnología en fondo puede llegar a ser mayor al casing de fondo del pozo.

Para el sistema sarta dual los diámetros de las tuberías de revestimiento (casing) son muy importante por la configuración de esta, con sus dos sarts, tanto de producción como de inyección.

También para el sistema AMPCP por lo que estas bombas no poseen una variedad de tamaño de diámetros.

▪ Gravedad API y viscosidad

Como una regla general, viscosidades menores de 10 cP. (°API mayor a 30) no son un factor determinante del sistema de levantamiento a utilizar. La gravedad API aumenta a medida que el crudo es más liviano y disminuye para los más pesados y extra pesados. Con lo cual el proceso de levantamiento se dificulta a medida que la gravedad API es menor, por el aumento de la viscosidad del mismo.⁶

El manejo de crudos altamente viscosos genera problemas en los sistemas de bombeo mecánico, tales como altas pérdidas por fricción, reducción de la eficiencia de las empujadas, sobrecarga de las varillas y aumento del efecto de la flotabilidad de las mismas. El sistema SD ayudado en superficie de una unidad de BM trata de mitigar en gran parte esta clase de problemas operativos, ya que, por medio de la inyección o estimulación con vapor de forma continua al fluido en cara de pozo, reduce la viscosidad en gran medida, mejorando la producción por el buen llenado de la bomba y mitigando los problemas anteriormente mencionados.

Por otro lado, también las bombas de cavidad convencionales no presentan ningún problema respecto a la baja gravedad API del crudo, ya que generalmente por su composición, los crudos pesados causan menos efectos dañinos que los livianos. Cabe resaltar que, a la hora de someter los pozos de crudo pesado a un método de recobro térmico, es necesario la implementación de un tipo de bomba de cavidades progresivas, la cual son las AMPCP, que son bombas completamente metálicas, especiales para la estimulación de vapor, proceso de inyección cíclica y SAGD, procesos especiales para crudos pesados y extrapesados por su alta viscosidad y bajo API.

⁶ CARRILLO LUCIANI, Óp. Cit. Pág. 91.

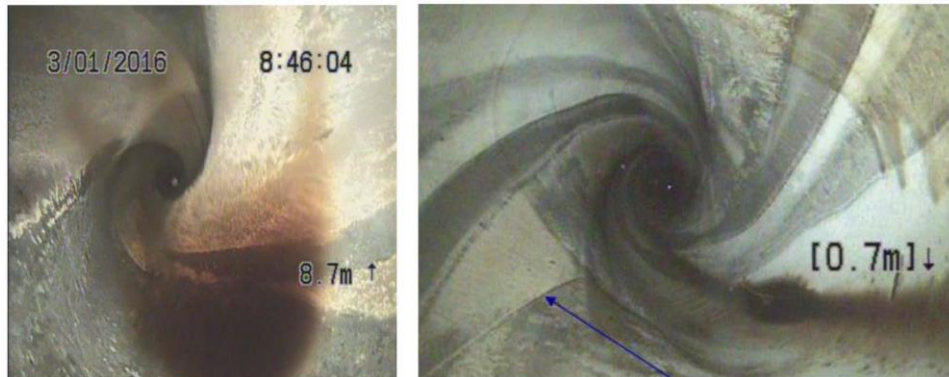
- **Contenido de arena en fluido producido**

El porcentaje de sólidos o de arena siempre ha sido un problema a la hora de explotar un pozo y más si este es somero; ya que entre más somero sea este va tender a aportar más arena al fluido, por lo poco consolidada que está la arena en la formación. Este parámetro es uno de los más importantes a la hora de seleccionar un sistema de levantamiento por las pocas tecnologías que manejan estos pozos con dicho problema.

Las bombas mecánicas de tubería o varilla que maneja el sistema de levantamiento Bombeo Mecánico, son unas de las bombas que presenta fallas por el contenido de arena en el fluido que estas bombean, ya que a medida que estas operan la arena presente en el fluido tiende a acumularse produciendo un cierre parcial en las válvulas, afectando el cierre total de estas. Siendo este el problema más común en campo de crudo pesado por lo poco profundo que son sus pozos y por ende el porcentaje de arena que manejan los pozos.

La tecnología AMPCP, es otra de las tecnologías que no manejan altos porcentajes de arena en el fluido de producción, ya que, por ser esta completamente metálica, el contacto de fricción entre granos de arena y el metal produce daños en la integridad del estator, perdiendo esta eficiencia a la hora de operar.

Figura 44. Estator de AMPCP con pequeños daños internos por producción de fluido con alto contenido de arena.



Fuente: SPE-184175-MS (Geoffroy Guise, PCM Muscat LLC; Gregoire Crotte, Matthieu Lehman, and Bastien Limoges, PCM Europe SAS; Benjamin Robert, PCM Muscat LLC). Field Performance and Technology Update of All Metal Progressing Cavity Pumps Deployed in Thermal Processes. pág.13. 2016. [en línea]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-184175-MS?id=conference-paper%2FSPE-184175-MS>

El análisis de las condiciones y las propiedades de fluido anteriormente desarrolladas, nos ayuda a decidir a primera instancia un sistema de producción para las características que mi pozo presente. Está claro que el siguiente technical screening está sujeto a las dos tecnologías analizadas en este trabajo de investigación, por las características presentadas en los casos (pozos) de estudio, apoyado también de la información consultada en diferentes fuentes bibliográficas sobre las aplicaciones a nivel mundial de estas tecnologías. Por lo tanto, este puede ser sometido a cambios y sugerencias para su mejoramiento en pro de la academia.

5.4 APLICACIÓN DE METODOLOGÍA DE SELECCIÓN EN POZO ABA-PH11HZ12

El pozo ABA-PH11HZ12 es un pozo perteneciente a un campo operado por Mansarovar Energy Colombia Ltda., este pozo tiene en promedio una producción de 120 BOPD y el crudo que produce es de tipo pesado con una gravedad API de 10,8.

Este pozo ha sido seleccionado para la aplicación de la metodología de selección, para determinar cuál de las dos tecnologías sería la ideal en este caso, por las condiciones del pozo y las propiedades del fluido que este produce.

A continuación, se describirá la metodología para la selección de la tecnología de producción que se implementará en el pozo ABA-PH11HZ12.

1. Análisis de intervenciones del pozo ABA-PH11HZ12 en su último ciclo de inyección para determinar cuáles fueron los problemas de operativos de fondo.

Tabla 26. Servicios de pozo del pozo ABA-PH11HZ12 en su último ciclo de inyección.

Fecha	Duración (h)	Trabajo	Equipo
25/03/2018 7:00	6	ACONDICIONAMIENTO VAPOR	FB-MECL1
10/04/2018 7:30	6	SERVICIO POSTINYECCION	FB-TTP
15/06/2018 10:00	13	CAMBIO DE PISTÓN Y VÁLVULA FIJA	JS-02
18/06/2018 18:30	4,5	FLUSHING	FB-MECL2
13/07/2018 13:30	9,5	PESCA DE VARILLA PARTIDA	FB-TTP
21/07/2018 0:00	8,5	VARILLA DESCONECTADA	FB-TTP

Fecha	Duración (h)	Trabajo	Equipo
29/07/2018 16:00	7	PULLING DE VARILLA	JS-02

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

En la tabla 26 se pueden evidenciar todos los servicios realizados en el último ciclo de inyección del pozo, con lo cual se puede concluir los grandes problemas operativos que venían aquejando y disminuyendo la producción del pozo.

Estos problemas por la característica de los servicios realizados posterior al servicio de post-inyección manifiestan problemas con la carga de la sarta de varilla a la hora de operar, presentando este tipo de problemas comunes por la naturaleza del fluido producido, el cual en condiciones normales presenta una alta viscosidad generando problemas de flotabilidad de varilla y causando grandes esfuerzos en está llevando a la sarta de varilla a la rotura o desconexión.

Lo cual nos lleva analizar una posible aplicación de una de las tecnologías en estudio, para mejorar todas estas problemáticas a la hora de producir en fase fría.

2. Análisis de las pruebas de pozo realizadas al pozo ABA-PH11HZ12 en su último ciclo de inyección para determinar cómo fue el comportamiento de la producción de crudo, agua y gas en ese tiempo.

Tabla 27. Listado de pruebas de pozo realizadas en el último ciclo de inyección del pozo ABA-PH11HZ12.

Fecha Tiempo	Tasa de Petróleo [bbls/d]	Tasa de Agua [bbls/d]	Tasa de Gas [mcf/d]	Duración	Tipo de Prueba
02/04/2018	138,3	355,54	7,69	024:00:00	Prueba de pozo
09/04/2018	136,04	187,86	4,19	024:00:00	Prueba de pozo
14/04/2018	94,91	44,67	2,92	024:00:00	Prueba de pozo

Fecha Tiempo	Tasa de Petróleo [bbls/d]	Tasa de Agua [bbls/d]	Tasa de Gas [mcf/d]	Duración	Tipo de Prueba
16/04/2018	125,63	70,67	3,87	024:00:00	Prueba de pozo
23/04/2018	129,8	32,46	7,22	024:00:00	Prueba de pozo
29/05/2018	29,2	22,97	1,62	024:00:00	Prueba de pozo
04/06/2018	22,35	18,15	1,3	024:00:00	Prueba de pozo
26/06/2018	0	324,9	0	024:00:00	Prueba de pozo
02/07/2018	21,7	411,64	1	024:00:00	Prueba de pozo
21/07/2018	16,2	497,9	0,81	024:00:00	Prueba de pozo

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

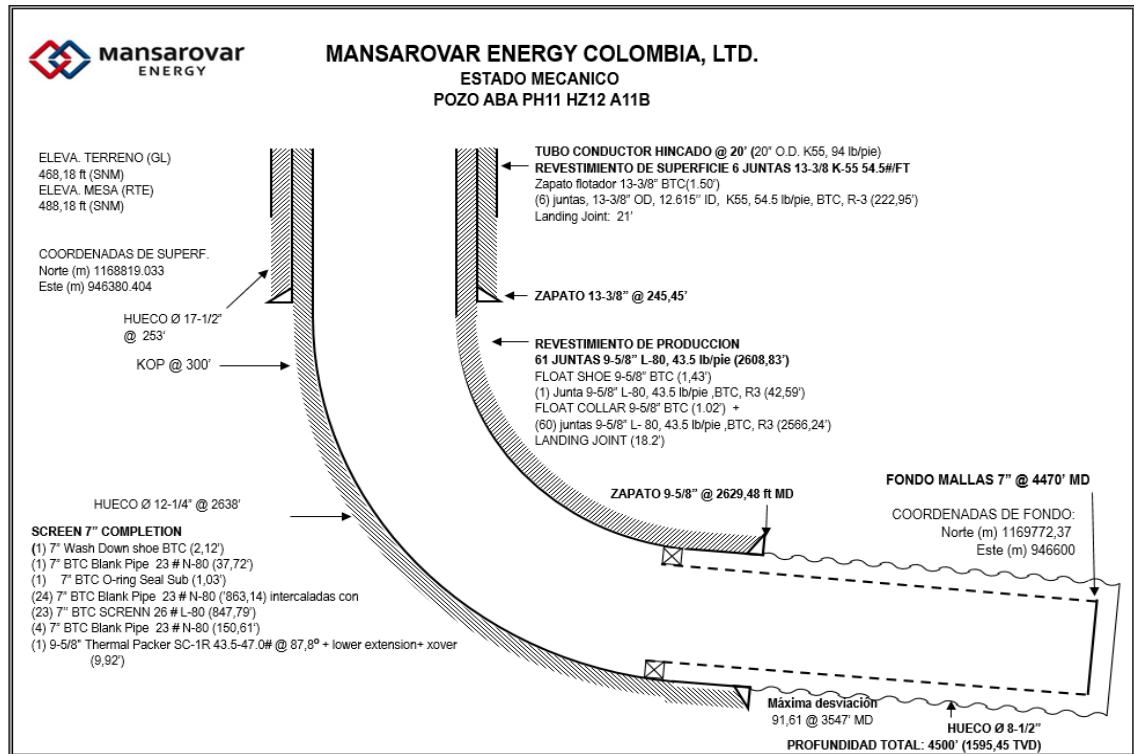
Las pruebas de pozo realizadas los últimos meses, durante el último ciclo de inyección del pozo presenta un comportamiento normal a principio de ciclo, pero luego del mes de mayo del 2018 el pozo sufre una declinación de producción significativa, la cual está relacionada con lo analizado en el anterior punto. Donde hablamos sobre los problemas operativos causados en la fase de producción fría cuando las condiciones del fluido llegan a ser originales.

Esto ayuda a ratificar la decisión de seleccionar otro tipo de sistema de producción, el cual nos permita en la fase fría de producción no generar problemas operativos y mantenga una muy buena producción de fluido.

3-4. Revisión del diseño del pozo (estado mecánico) para evidenciar que tipo de pozo, profundidad y diámetros de casing.

El pozo ABA-PH11HZ12 es un tipo de pozo horizontal, presenta una máxima desviación de 91,61°. La profundidad del pozo en MD es aproximadamente de 4470 pies y el revestimiento de fondo presenta un diámetro de 7 pulgadas, el cual es perfecto para la implementación de las dos tecnologías.

Figura 45. Estado mecánico de pozo ABA-PH11HZ12.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

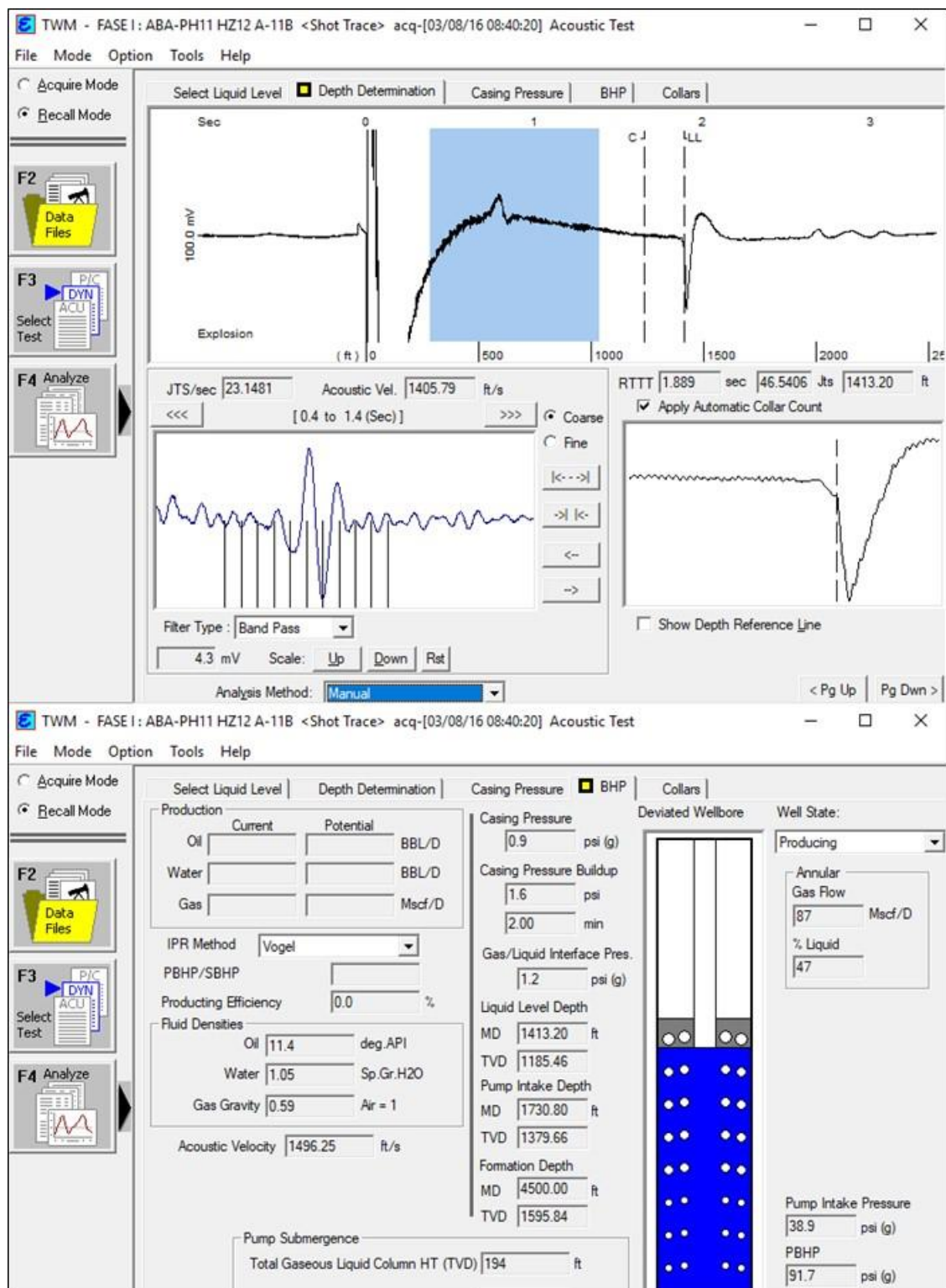
5. Análisis del comportamiento de los niveles de fluido del pozo ABA-PH11HZ12 determinado mediante registros de sonolog para calcular la posible profundidad del intake de la bomba.

Tabla 28. Niveles de fluido durante el último ciclo de inyección del pozo.

Fecha	Nivel de Fluido [ft]	Sumergencia [ft]
28/03/2018	1413	196
3/04/2018	1234	138
8/05/2018	1550	108
13/06/2018	1540	112
17/07/2018	1284	96

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 46. Registro sonolog de pozo ABA-PH11HZ12.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

El comportamiento del nivel de fluido durante ese último ciclo fue muy constante y este se mantuvo entre 1234 pies y los 1550 pies. Teniendo una variación de profundidad de 316 pies en ese tiempo.

El comportamiento del nivel de fluido nos da una idea muy clara de cómo está siendo el aporte del yacimiento al pozo o como puede estar siendo en si el funcionamiento del sistema de producción, si está siendo optimo o no. En este caso nos ayuda a tener una referencia a la hora de seleccionar el punto de profundidad donde quedar la bomba del nuevo sistema; lo cual junto con la profundidad de los perforados se podrá definir la profundidad del intake de la bomba.

6. Prueba Assay al crudo producido para determinar las propiedades del mismo.

Tabla 29. Prueba Assay del crudo.

Nombre de prueba y número		Unidad	Resultado
Water and sediment	ASTM D-4007	Vol %	3,0
API Gravity @ 60 °F (dry)	ASTM D-1298		10,8
Flash point	ASTM D-93	°C	91
Pour point	ASTM D-97	°C	24
Sulfur X-ray	ASTM D-4294	Mass %	1,48
Water and sediment	ASTM D-4007	Vol %	0,50
Vanadium	ASTM D-5863	mg/kg	80
Nickel	ASTM D-5863	mg/kg	75
Salt content	ASTM D-3230	PTB	69,8
Asphaltenes	IP-143	Mass %	2,1
Paraffin content	UOP-46	Mass %	3,9
Ash	ASTM D-482	Mass %	0,347
Viscosity @ 100 °F	ASTM D-445	cP	23.57
Viscosity @ 122 °F	ASTM D-445	cP	5.641
Viscosity @ 210 °F	ASTM D-445	cP	136,9
Total Acid Number	ASTM D-664	mg KOH/g	8,032
Distillation	ASTMD-86	°F	
IBP			418
5 %			540
10 %			610

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

7. Estudio de las condiciones operativas de las dos tecnologías para determinar cuál de ellas se ajusta a los resultados obtenidos en los pasos anteriores (Ver tabla 24).

Tabla 30. Comparación de condiciones de pozo y propiedades de fluido del pozo ABA-PH11HZ12 con las presentadas en el technical screening de las dos tecnologías.

TECHNICAL SCREENING									
ÍTEM	SD			AMPCP			ABA-PH11HZ12		
Tipo de pozo	V	D	H	V	D	H	V	D	H
Diámetro del casing, in	>7			>4			7		
Profundidad de pozo, ft (TVD)	<4500			<10000			1595,45		
Profundidad de pozo, ft (MD)	<5000			<12000			4500		
Nivel de fluido promedio, ft	1000-1450			700-1000			1404		
°API	<15			<15			10,8		
Viscosidad, cP	3000-15000			3000-15000			5641		
Contenido de arena, %	<0,5			<0,2			0,5		
Contenido de CO ₂ , %	-			<30			-		
Contenido de H ₂ S, %	-			<2			-		
Temperatura máxima del fluido, °F	400			662			358		
Corte de agua, %	<60			<60			45		

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

8. Costos asociados al cambio de tecnología de producción.

Tabla 31. Costos de inversión inicial promedio de las tecnologías de producción de análisis.

COSTOS DE INVERSIÓN INICIAL (USD)	
SISTEMA	VALOR
BM	\$ 30.716
SD	\$ 38.792
AMPCP	\$ 62.076

Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

9. Selección de la tecnología que se implementará.

La selección de la tecnología se realizó ponderando los puntos anteriores para de esta forma decidir de manera numérica cual tecnología será la próxima a implementarse en el pozo ABA-PH11HZ12 por las condiciones de pozo y fluido que presenta.

Dicha ponderación se realizó teniendo en cuenta los puntos anteriores de la metodología de selección, realizando una ponderación del 1 al 5, siendo el numero 1 la ponderación menor y 5 la ponderación mayor.

Tabla 32. Ponderación de condiciones de pozo y fluido, los cuales se analizan en la metodología de selección.

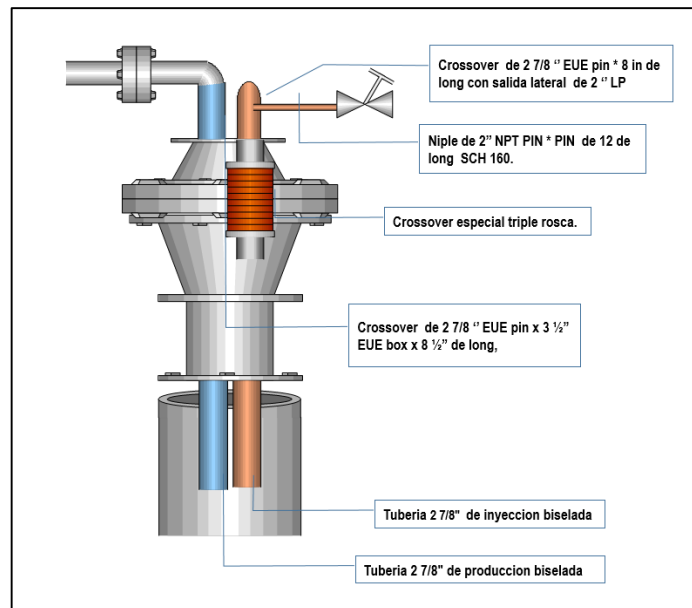
POZO ABA-PH11HZ12		Tecnologías	
N°	Razón de análisis	SD	AMPCP
1	Reducción en las intervenciones de pozo	5	2
2	Mayor producción de fluido	5	3
3	Diseño de pozo	3	5
4	Profundidad de pozo	5	5

POZO ABA-PH11HZ12		Tecnologías	
N°	Razón de análisis	SD	AMPCP
5	Diámetro de casing	5	5
6	Nivel de fluido promedio	5	3
7	Propiedades del fluido (°API, viscosidad)	5	5
8	Contenido de sólidos en fluido de producción	4	2
9	Costos de inversión inicial	4	3
TOTAL		41	33

En la tabla 32 se puede evidenciar que el sistema Sarta Dual es el sistema con mayor ponderación, lo que concluye que este sistema es la mejor opción a la hora de tomar la decisión de implementar otro sistema de producción al pozo ABA-PH11HZ12. Esto básicamente por sus características operativas del sistema Sarta Dual, las cuales tiene relación con las condiciones del pozo y el fluido que se produce en este.

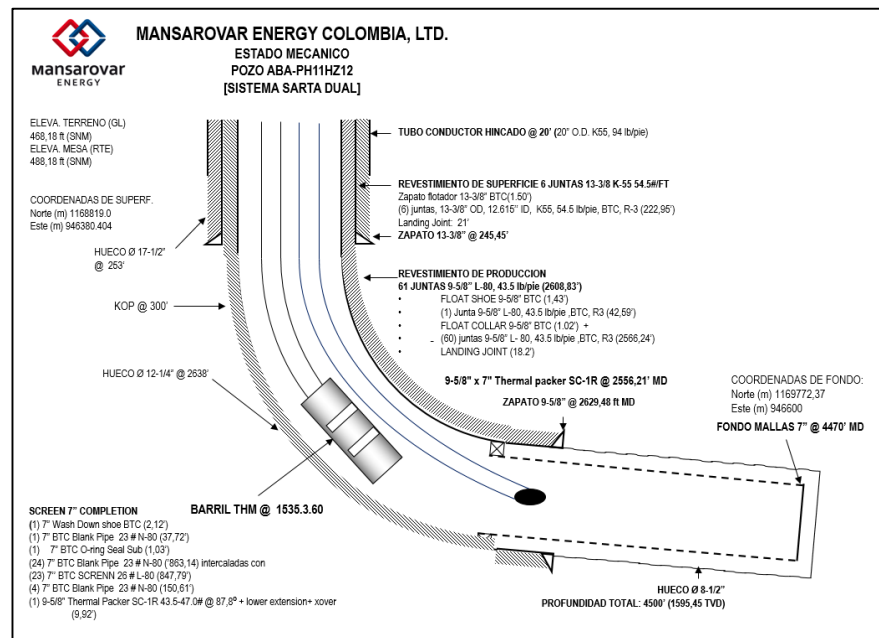
A continuación, se presentará el diseño del pozo con este nuevo sistema SD (Ver figura 47 y 48).

Figura 47. Diseño de cabezal de superficie de sistema Sarta Dual del pozo ABA-PH11HZ12.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

Figura 48. Diseño de pozo en fondo con sistema Sarta Dual.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda.

6. CONCLUSIONES

- Se evidencia el alto desempeño en la generación de barriles incrementales que tienen las bombas AMPCP en comparación con las otras tecnologías del análisis.
- Sobre el gasto de energía (MMBTU) inyectada en los pozos del análisis en todos sus ciclos de inyección, podemos decir que son valores considerables, teniendo en cuenta los costos que conlleva este proceso y que en casi todos los casos de estudio tiende a tener la misma tendencia.
- La implementación del sistema sarta dual para la producción de crudo pesado, es un sistema que muestra un rendimiento excelente a la hora de prevenir los problemas por flotabilidad de varillas, aumentando producción y generando ahorros en costos por intervención de pozos (Well Services).
- Las dos tecnologías son atractivas financieramente para la compañía, aunque hay un desbalance hacia la AMPCP ya que en su TIR anual fue mayor a la de la Sarta Dual, que si a su vez se compara con la tasa de oportunidad de la compañía que es del 11,25% anual es muy llamativa para cualquier compañía.
- Se evidencia que, aunque el coste de inversión de las Sartas Duales es mucho menor en comparación al de la AMPCP, esta segunda tecnología muestra mayor rentabilidad debido a los altos barriles incrementados que logra llevar a superficie.
- También pudimos concluir que las condiciones del pozo y las propiedades del fluido de producción son parámetros fundamentales para la selección de un sistema de levantamiento, en este caso las dos tecnologías comparten alguno de estos parámetros.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un análisis del comportamiento de producción de un pozo con un sistema AMPCP que maneje un nivel de fluido dinámico constante, con poca fluctuación.
- Evaluar la implementación de bombas AMPCP y las sartas duales de menor capacidad en otros campos de la compañía ya que económica y técnicamente son rentables.
- Analizar económicamente la implementación de estas tecnologías como técnicas de producción a largo plazo para los campos operados por Mansarovar Energy Colombia Ltda.

BIBLIOGRAFÍA

ARREDONDO, Manuel; CABALLERO, David; MORETY, Robert; DELGADO, Algimar; ORTEGANO, Bernardo José. All Metal PCP Experiences in Orinoco Belt. SPE-171370-MS. 2014. PCM USA. Disponible en OnePetro.

ARYSTANBAY, Rustem; BAE, Wisup; NGUYEN, Huy X.; RYOU, Sangsoo; LEE, Wonkyu & JANG, Taeheon. Succesful Application of Metal PCP Rechnology to Maximize Oil Recovery in SAGD Process. SPE 149944. 2011. Korean National Oil Corporation Branch. Disponible en OnePetro.

Bombas de Cavidades Progresivas – Componentes del sistema, Programa de entrenamiento en BCP; Modulo 1, Weatherford.

BRICEÑO, S. GRANADO, E. RODRÍGUEZ, E. Uso de bombas de cavidad progresiva metal-metal en operaciones de vapor. Venezuela, 2016.

BROCHURE VULCAIN, Artificial lift for enhanced oil recovery, PCM (Keep it moving) [en línea]. Disponible en: <https://www.pcm.eu/es/petroleo-y-gas/soluciones-pcm/extraccion-artificial-productos/bombas-de-perforacion/bombas-de-cavidad-progresiva-para-petroleo-vulcain>.

CARRILLO LUCIANI, Jesús Arturo. Diseño de una metodología en la determinación de una familia de criterios para la selección de sistemas de levantamiento artificial, Trabajo especial de grado, Universidad Católica Andrés Bello, Caracas, 2010.

GUISE, Geoffroy; CROTTE Gregoire; LEHMAN, Matthieu; LIMOGES, Bastien & ROBERT, Benjamín. Field Performance and Technology Update of All Metal Progressing Cavity Pumps Deployed in Thermal Processes. SPE-184175-MS. 2016. PCM Europe and PCM Muscat LLC. Disponible en OnePetro.

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA. 2017. Asociación Nare. [en línea]. Disponible en: <http://www.mansarovar.com.co/nuestra-compania/nuestros-activos>.

MATUS, E & MAMORA, D. Top-Injection and Bottom-Production (Tinbop) Cyclic Steam-Injection Method Enhances Oil Recovery. SPE/PS-CIM/CHOA 97850. Disponible en OnePetro.

MORAO MALAVÉ, René Gregorio. Evaluación técnico-económica de la implementación de las bombas de cavidades progresivas metal-metal en los pozos someros del Campo Orocual. Universidad de Oriente, Barcelona, 2011.

ORJUELA PAVA, Andrés Felipe. Evaluación técnica y financiera del desempeño del sistema de levantamiento artificial bombeo por cavidades progresivas metal-metal para la producción de crudo pesado en el campo abarco. Programa de ingeniería de petróleos, Fundación universidad de américa, 2017.

SHOUJUN, Zhang; LIGUO, Zhong; FUJUN, Song; BAOSHAN, Lang; FEI, Wu & ENYOUNG, Luo. Producing Heavy Oil by Thermal Progressive Cavity Pump in Steam Stimulation Process. SPE 122596. 2009. Liaohe Oilfield, CNPC. Disponible en OnePetro.

ANEXOS

ANEXO A. Procedimiento de instalación de AMPCP

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

1. OBJETIVO

Establecer un paso a paso de cómo se debe realizar la instalación de una bomba PCP teniendo en cuenta criterios de seguridad y ambiente.

2. ALCANCE

Este procedimiento aplica al personal directo y contratista que se involucre en la instalación de la bomba PCP.

3. RESPONSABLE

Es responsabilidad del Ing. Campo seguir los pasos aquí establecidos y verificar que el personal técnico o que tenga a cargo y que se involucre en la instalación de la bomba PCP siga estas instrucciones.

4. PELIGROS

- Mecánico por atrapamientos durante la instalación.
- Mecánico por machucones y cortaduras con herramientas manuales.
- Biomecánico por posturas prolongadas y movimientos repetitivos.
- Proyección de partículas.

5. PROCEDIMIENTO

Se recomienda tener en cuenta los siguientes pasos antes de instalar un sistema de bombas PCP.

1. Preparación del pozo:

El propósito de este procedimiento es describir la instalación de un sistema de levantamiento artificial PCP. Deben seguirse todos los procedimientos de la empresa operadora relativos al control del pozo y barreras de seguridad (para garantizar que el pozo esté controlado o muerto y sea seguro trabajar en él).

Remueva los sólidos tales como la arena o los finos de carbón del fondo del pozo antes de instalar un sistema PCP para permitir que la bomba llegue a la profundidad objetivo y que los sólidos del fondo del pozo no interfieran con la instalación o arranque.

Verifique que los fluidos dejados en el pozo por trabajos previos no afecten a los recubrimientos del estator o del rotor. Si los fluidos tienen el potencial de dañar de manera significativa la bomba, estos deberán ser eliminados o bien diluidos antes de instalar la bomba.

2. Verificaciones previas a la instalación:

Verifique que la PCP y sus accesorios en sitio concuerden con la documentación suministrada. Inspeccione todos los componentes para garantizar que se eliminen

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu



	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

Lista de comprobación de herramientas de instalación

Herramientas de instalación de la tubería:

- Elevador de tubos
- Llaves hidráulicas
- Controlador para verificar la ID del tubo



Herramienta estándar para la instalación de la sarta de cabillas o varillas:



- Llave hidráulica de cabillas o varillas: Diseñada específicamente para montar y desmontar conexiones de cabillas o varillas, es segura y fácil de usar.



- Grapa (clamp) antigiro, para asegurar la barra pulida.



- Placa C: Esta placa de base soporta la grapa de barra pulida y sostiene el peso de la sarta de cabillas.



- Bala o protector de barra pulida: Protege la rosca de la barra pulida y el sistema de sello cuando la barra pulida atraviesa el cabezal de rotación.



- Limpiador de rosca de la varilla de succión



- Gancho de varillas



- Elevadores de varillas de succión (x2)

- Elingas (no incluidas en el volumen de suministro de PCM)
- Cuñas (no incluidos en el volumen de suministro de PCM)
- Orejetas de izado (no incluidas en el volumen de suministro de PCM)

Cuando se utilicen cabillas/varillas continuas (no incluido en el suministro de PCM):

- Una unidad para correr la cabilla/varilla dentro del hoyo.
- Una herramienta para cortar la cabilla/varilla
- Una unidad de soldadura para soldar los extremos de las varillas

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

todos los embalajes y dispositivos de protección y que el equipo no sufra desperfectos.

Verifique que todos los equipos auxiliares combinen correctamente con el sistema PCP y el pozo y que se siga cualquier procedimiento especial de instalación para dichos equipos.

Garantice que todas las operaciones de servicio del pozo, el personal y el equipo cumplan los estándares y procedimientos documentados de seguridad, higiene y ambiente y de la empresa operadora, así como también las normativas y políticas locales.

Garantice que el equipo de servicio de pozo en sitio esté adaptado para realizar las conexiones requeridas de los componentes del estator, la tubería de producción, el rotor y la sarta de cabillas.

Garantice que todo el equipo de elevación y manejo en sitio esté adecuado para manejar las longitudes y soportar los pesos de la bomba y sus accesorios sin que sufran daños.

Es de la mayor importancia que la unidad de extracción esté en buen estado e incluya lo siguiente:

Indicador de peso (Martin Decker): el uso de este indicador asegurará un espaciado preciso del rotor.

Manómetro en la instalación de llave hidráulica: el uso de este indicador asegurará que el par aplicado a la tubería y las cabillas o varillas es el correcto

Lista de Verificación de la Completación

Compruebe que todos los elementos de la sarta tubería están disponibles.

Compruebe que los elementos de la sarta de cabillas o varillas están disponibles.

Prepare el número exacto de cabillas o varillas que corresponda a la profundidad



	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

- Varilla continua en una bobina de transporte; su longitud puede estar predeterminada o no. Consulte el procedimiento de la empresa de servicio de cabillas/varillas continuas y las mejores prácticas

3. Precauciones de seguridad y peligro:

El operario tiene que asegurarse de que los equipos de elevación estén en buen estado y adaptados al trabajo de instalación.

Debe revisarse el manejo seguro ensamblaje de fondo y el equipo de superficie.

Asegúrese de que el personal de instalación tenga experiencia y posea la formación adecuada para instalar el equipo PCP. Póngase en contacto con un representante de PCM para efectuar estos procedimientos.

- ✓ RESPETE EN TODO MOMENTO LAS NORMAS DE SEGURIDAD DE LA PLATAFORMA DISPONIBLES EN SITIO
- ✓ NO COMIENCE NUNCA EL TRABAJO SI NO ES PLENAMENTE CONSCIENTE DE SU ACTIVIDAD O TIENE DUDAS
- ✓ LLEVE SIEMPRE LAS PROTECCIONES ADECUADAS CUANDO ESTÉ EN SITIO
- ✓ ASEGÚRESE DE QUE SE HA REALIZADO Y REGISTRADO LA CHARLA DE SEGURIDAD
- ✓ ASEGÚRESE DE QUE SE HA REALIZADO Y REGISTRADO UNA EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS

Es posible que encuentre, y debe tener cuidado con ellos, los siguientes tipos de peligros durante el montaje del taladro:

- Grúa inadecuada / insegura
- Operario de la grúa sin certificación o sin experiencia
- La luz del sol o los reflejos dificultan la visión de los operarios de la grúa
- Los equipos de elevación están en mal estado o no están certificados
- Capacidad de elevación inadecuada de la grúa y/o del montacargas
- El personal podría sufrir lesiones o ser atrapado por las cargas móviles
- Personal sin experiencia manejando elementos críticos
- Daños en el equipo que impiden un ensamblaje correcto
- El equipo está montado sobre bloques o plataformas inestables
- Inapropiado Equipo de Protección personal en sitio
- Las herramientas disponibles en obra son inadecuadas o insuficientes
- El polvo o la arena se introducen en las conexiones

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

4. Instalación del estator:

Ensamblaje previo en superficie:

Asegúrese de que cualquier elemento que se introduzca en el hoyo esté medido correctamente (diámetros exteriores y longitudes) y que todos los números de seriales y de producto sean registrados.

Ponga el estator sobre el terreno con los bloques/tablas de madera necesarios para mantenerlo separado del suelo. A continuación, realice el ensamblaje del estator como se indica a continuación:.

Paso	Acciones
1	Conecte el niple de paro al extremo del estator.
2	Instale los sensores (temperatura/ presión), si existen.
3	Conecte el ancla de torque debajo del niple de paro.
4	Instale el cuello de tubería encima del estator, si es necesario.
5	Instale el niple de tubería encima del estator.
6	Instale el cuello de combinación, si existe.
7	Instale la válvula de drenaje, si existe.

Durante el ensamblaje previo, el apriete se realiza usando llaves de tubo.

Bajada en el hoyo (RIH):

Paso	Acción
Nota	Advertencia: El niple de tubería situado encima del estator tiene que permitir el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor.
1	Levante el conjunto del estator preensamblado. Utilice un niple de elevación si es necesario.
2	A continuación, el conjunto del estator se transfiere al piso del taladro o planchada usando los elevadores conectados al niple de elevación a través de la puerta V.
3	El conjunto del estator se inserta en el hoyo y se mantiene suspendida en el pozo utilizando las cuñas.
4	Conecte el conjunto del estator al extremo de la tubería de producción empleando el equipo auxiliar necesario.
5	Asegúrese de que todas las conexiones de la sarta de tubería están apretadas entre las torques óptimas y máximas, de acuerdo con el manual de funcionamiento del producto. Registre todos los torques de apriete aplicados.
Nota	Registre todos los números seriales, información del modelo procedente del proveedor/ fabricante, longitud y diámetros exteriores de los componentes.
6	Le recomendamos que tome nota en el libro de registro del número de tubos dentro del pozo y su longitud.
7	Bajar el equipo hasta la profundidad de asentamiento de la bomba.
Nota:	No coloque el ancla de torque en medio de las perforaciones.
8	Aproximadamente 50 – 60 cm antes de que se coloque el colgador, gire la tubería en sentido horario con una llave de tubo.
9	Mantenga esa posición hasta que el colgador de tubería esté firmemente colocado.
10	Mientras se aplica el torque, baje la tubería y fije el colgador.

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP		Código: HSE-PRC-07-CO
			Fecha: 01/09/2013
			Versión: 1

Torque de apriete de las conexiones								
Conexión			lb.ft			daN.m		
Tamaño	Rosca	Grado	Óptimo	Mínimo	Máximo	Óptimo	Mínimo	Máximo
2"3/8	EU	J55	1290	970	1610	174	131	217
	NU		730	550	910	99	74	123
2"7/8	EU		1650	1240	2060	223	167	278
	NU		1050	790	1310	142	107	177
3"1/2	EU		2280	1710	2850	308	231	385
	NU		1480	1110	1850	200	150	250
4"	NU		1240	930	1550	167	126	209
	EU		2860	2150	3580	386	290	483
4"1/2	NU	1740	1310	2180	235	177	294	
	CSG	K55	1840	1380	2300	248	186	311

(Referencia API Std 5b)

5. Instalación de la sarta de cabillas o varillas:

Limpieza y preparación:

Al levantar el rotor, coloque las eslingas en dos puntos para evitar el pandeo.

Ponga el rotor sobre el terreno con los bloques/tablas de madera que sean necesarios para mantenerlo separado del suelo. Asegúrese de que el rotor esté limpio y libre de cualquier cuerpo extraño o desperfecto.

Prepare el número exacto de cabillas/varillas de acuerdo con el la profundidad y cuente el número de cabillas/varillas que han sido bajadas. Revise y limpie todas las rosas y acoplamientos (couplings) de las cabillas/varillas.

Asegúrese de que se instale un acoplamiento en la cabeza del rotor para proteger las rosas. Durante el ensamblaje previo, el apriete se realiza usando llaves para cabillas/varillas.

Engrase el rotor antes del bajarlo en el pozo. Esto hará que sea más fácil insertarlo en el estator y que se elimine el posible error de espaciamiento debido a que el rotor quede atascado dentro del estator.

Bajada en el hoyo (RIH):

La sarta del rotor se traslada al piso del taladro utilizando los elevadores de cabillas/varillas conectados con los bloques del taladro, a los cuales se les debe permitir girar. No arrastre la sarta de cabillas o varillas por la rampa o el piso del taladro, a fin de proteger las conexiones roscadas.



Debe utilizarse una BOP para cabillas/varillas cuando estas sean bajadas. Asegúrese de que el diámetro interno de la BOP sea mayor que el diámetro externo máximo de la sarta considerando los centralizadores.

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

Paso	Acciones
1	Eleve el rotor utilizando el elevador de cabillas/varillas y un tramo de cabilla (pony rod) de 2FT conectado a la cabeza del rotor.
2	Baje el rotor la tubería de producción. Apoye la cabeza del rotor en la brida superior de la BOP usando una placa base.
3	Desmonte el tramo de cabilla de 2FT de la cabeza del rotor.
4	Tome un tramo de cabilla de 12FT y conéctelo al rotor. Instale un centralizador sobre este tramo de cabilla.
5	Asegúrese de que las conexiones del rotor estén apretadas entre los torques de apriete óptimo y máximo, de conformidad con las especificaciones del producto. Registre todos los pares empleados. Baje la sarta de cabillas/varillas e instale los centralizadores de conformidad con las recomendaciones de PCM.
6	Una vez que el rotor empiece a moverse dentro del estator, es posible que empiece a girar en sentido horario y haya que realizar el espaciamiento.

Torque de apriete máximo del rotor		
Diámetro	lb.ft	daN.m
3/4"	380	52
7/8"	560	77
1"	870	118
1"1/8	1200	163
1"1/2	1200	163

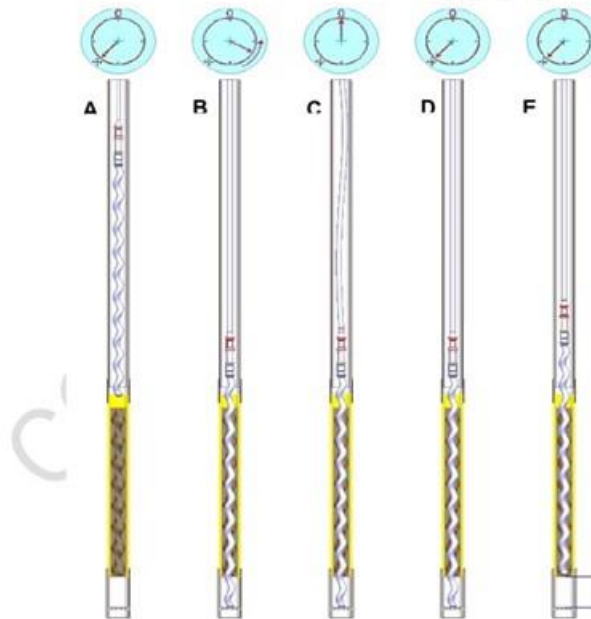
(Referencia API Std 11b)

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

Asentamiento del rotor:

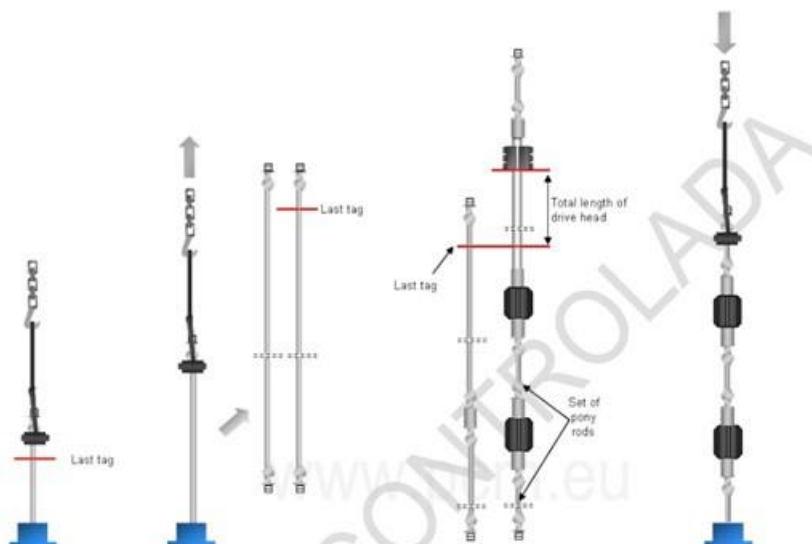
Paso	Acciones
1	Cuando el rotor empiece a girar en sentido horario, el indicador de peso debe indicar un valor más bajo; marque este nivel (el rotor está encima del estator).
2	Elévelo lo más lentamente posible y anote las lecturas del indicador de peso.
3	Bájelo lentamente hasta que el rotor se pose en el niple de paro y destense la sarta: el peso descenderá y el indicador de peso tendrá un valor cero. (fig. B y C).
4	Levántelo muy lentamente. Cuando el indicador de peso vuelva a su lectura anterior, párelo y marque la cabilla/varilla en la superficie: entonces el rotor estará apoyado en el niple de paro (sarta en tensión) (fig. D). Repita la operación varias veces hasta que esté seguro con ella.
5	Retire 10 pulgadas de longitud del niple de paro, con lo que la base del rotor y el estator estarán al mismo nivel (E).
6	Consulte el alargamiento de la cabilla/varilla de la bomba en el anexo para determinar el alargamiento dinámico de la sarta de cabillas/varillas.
7	Saque esta longitud adicional y marque la cabilla/varilla en la superficie.
8	En este momento el rotor estará espaciado correctamente: la base del rotor corresponderá con la base del estator cuando la bomba esté operando a la altura de levantamiento esperada.



PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	
	Código: HSE-PRC-07-CO	Fecha: 01/09/2013
	Versión: 1	

Selección del set de tramo/niples de cabilla/varilla:



La conexión de la barra pulida con la sarta de cabillas debe realizarse de tal modo que el rotor permanezca a la distancia correcta y que el extremo superior de la barra pulida esté al nivel adecuado para conectarlo al eje del cabezal de rotación.

Pasos	Acciones
1	Extraiga las dos últimas cabillas/varillas.
2	Coloque la barra pulida junto a las cabillas/varillas extraídas que han sido marcadas y coloque la última marca en paralelo con la marca de la barra pulida.
Nota	Si la longitud de la barra pulida es mayor que la longitud de las cabillas/varillas extraídas, saque otra cabilla/varilla hasta que supere la longitud de la barra pulida.
3	Añada un centralizador al extremo de la barra pulida y complete la longitud restante con tramos de cabilla/varilla.
Nota	Los tramos de cabilla/varilla no deben superar a las cabillas/varillas extraídas.
4	Deje a un lado las dos (o tres) últimas cabillas/varillas e inserte en el hoyo el grupo seleccionado de tramos de cabilla/varilla.

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu



PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP

Código: HSE-PRC-07-CO

Fecha: 01/09/2013

Versión: 1

Preparación del eje de accionamiento (tipo de eje hueco):

Conjunto estándar desde arriba:

1	Tramo de cabilla/varilla de 2 ft para manipular la sarta.
2	Acoplamiento de tamaño completo (Full Size Coupling)
Nota	El acoplamiento tiene que ser más grande que la barra pulida.
3	Barra pulida - el extremo macho hacia arriba.
4	Grapa (clamp) en la barra pulida a 15 cm de la parte superior.
Nota	Los tornillos tienen que estar apretados en cruz a 220 lbs.ft. Si el cabezal de rotación está equipado con una tapa con AEC (dispositivo antieyección), apriete únicamente dos tornillos.
Nota	Elimine cualquier residuo o marcas de la llave de tubo en la barra pulida.
Nota	Tiene que apretarse en el eje hexagonal con una llave de tubo y medir el torque.
5	Bala o protector de barra pulida en la parte inferior de la misma.
Nota	Protección de rosca utilizada para insertar la barra pulida a través del cabezal de accionamiento (o rotación).
Nota	Marque la longitud del cabezal de accionamiento (o rotación) en la barra pulida.



PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

6. Instalación del cabezal de rotación:

Consulte el manual del cabezal de accionamiento para obtener información completa.

Conjunto del cabezal de accionamiento (o rotación):

- Caso 1: transmisión mediante correa y poleas

Paso	Acciones
1	Motor eléctrico montado en la placa.
2	Instale los bujes y poleas en el cabezal de accionamiento y el motor.
Nota	Asegúrese de que los bujes estén insertados al menos a dos tercios del eje del motor.
3	Efectúe la alineación de las poleas.
4	Monte la correa.
5	Tense la correa.
Nota	Para ajustar la tensión de la correa, ajuste la posición de la placa del motor con la el o los espárrago(s) situado(s) a su lado.
6	Compruebe la tensión de la correa.
Nota	La tensión de la correa se proporciona o bien tiene que calcularse para una correa dada.
7	Pruebe el motor eléctrico.
Nota	Realizar un arranque y una parada es suficiente para hacer la prueba.
8	Suelte la correa.
9	Desmonte la correa.

Antes de poner el cabezal de accionamiento en su base, inspeccione el sistema de sello para comprobar que no haya materiales extraños incrustados y lubríquelo con grasa.

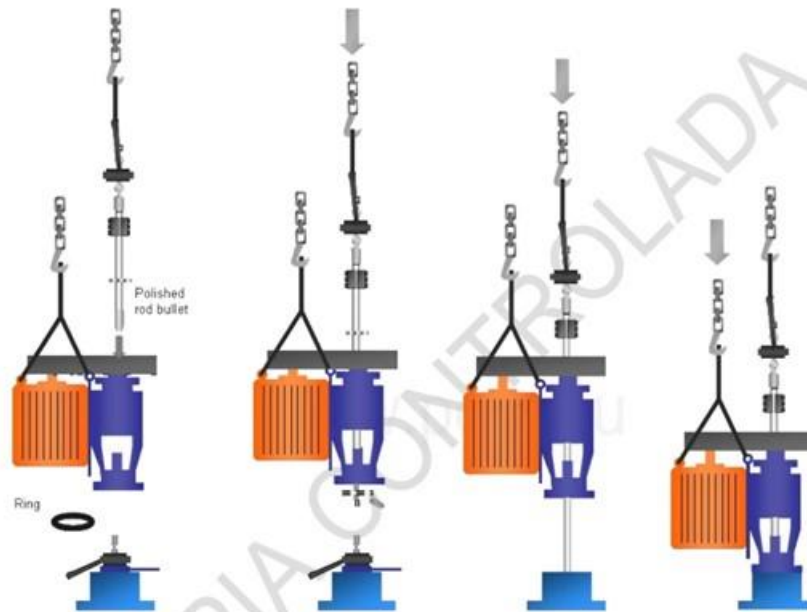
- Caso 2: transmisión mediante caja de engranajes:

Paso	Acciones
1	Atornille los soportes de elevación del motor en las patas del motor.
2	Engrase las superficies del eje y del acoplamiento del motor con grasa antibloqueo para impedir que las piezas se oxiden juntas.
3	Levante el motor eléctrico y bájele hasta el nivel del acoplamiento del motor.
Nota	El motor eléctrico debe deslizarse libremente e insertarse en el acoplamiento y apoyarse contra el conjunto de la brida.
4	Atornille la brida del motor al soporte del motor empleando de 4 a 8 tornillos, dependiendo del tamaño del chasis del motor.

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

Conexión del cabezal de accionamiento a la sarta de cabillas:



PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

En este paso de las operaciones, se ha realizado el espaciamento, la sarta de cabillas está suspendida con un elevador apoyada sobre el cabezal (IBOP, BOP).

Paso	Acciones
1	Traslade el conjunto del cabezal de accionamiento (o rotación) de su soporte hasta posicionarlo sobre el cabezal del pozo utilizando una grúa.
2	Mantenga el cabezal de accionamiento suspendido por encima del BOP (por lo menos 2ft) con la grúa.
Nota	Si el taladro está equipado con un guinche telescópico rotativo, puede utilizarse en vez de la grúa.
Nota	El cabezal de accionamiento puede levantarse por un punto de elevación.
3	Levante la barra pulida con un elevador.
Nota	Use un tramo de cabilla/varilla de 2ft o 4ft con el elevador.
4	Baje lentamente la barra pulida a través del cabezal de accionamiento hasta que vea asomarse la bala o protector de pulida por debajo del cabezal de accionamiento.
5	Desconecte la bala.
6	Conecte la barra pulida a la sarta de cabillas con un centralizador.
Nota	No olvide colocar la junta tórica (O-Ring) en las bridas de conexión del cabezal del pozo/ cabezal de accionamiento.
7	Apriete la conexión con una llave de tubo.
8	Levante la sarta para desmontar el elevador y la placa base en el BOP.
9	Baje la barra pulida de modo que la grapa de la barra o eje hexagonal se mantenga cerca de la parte superior del cabezal de accionamiento.
10	Apoye la brida del cabezal de accionamiento en el cabezal del pozo.
11	Apriete la brida del cabezal de accionamiento en el cabezal del pozo.
12	Desmonte las eslingas del cabezal de accionamiento.
13	Apoye la barra pulida.
Nota	Apoye la barra pulida de modo que la grappa se introduzca en el perfil del eje hueco.
14	Separe el elevador de la barra pulida.
Nota	Si se ha utilizado un tramo de cabilla de 2ft o 4ft, desconéctelo.
15	Instale la correa, si aplica.
16	Compruebe la tensión de la correa (<i>gire el tensor de la correa</i>), si aplica.
17	Instale el guardacorreas, si aplica.
18	Instale el tapón respiradero en la caja de rodamientos.
19	Ajuste el sistema de sello siguiendo las recomendaciones del fabricante.

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu



PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP

Código: HSE-PRC-07-CO

Fecha: 01/09/2013

Versión: 1

Instalación del soporte ajustable:

Si usa un soporte ajustable, no deje el motor eléctrico en la placa base durante la instalación del cabezal de accionamiento.

Desmonte el motor eléctrico después de desmontar la correa (paso 9 del procedimiento de ensamble del cabezal de accionamiento descrito anteriormente).

Conecte el cabezal de accionamiento a la sarta de cabillas (consulte el procedimiento "Conexión del cabezal de accionamiento a la sarta de cabillas"). Espere la mudanza del taladro.

Paso	Acciones
1	Instale el elemento inferior del soporte ajustable en el cabezal del pozo (no lo apriete, déjelo libre).
Nota	Compruebe que las tuercas del equipo del cabezal del pozo sean suficientemente largas para atravesar la base del soporte.
2	Afloje las tuercas del soporte superior del cabezal de accionamiento.
3	Posicione ambos elementos del soporte ajustable.
4	Apriete el soporte ajustable en el cabezal del pozo y el cuerpo del cabezal de accionamiento.
5	Instale el motor eléctrico.
6	Instale la correa.
7	Compruebe la tensión de la correa (afloje la tuerca de bloqueo y apriete o afloje el tensor de la correa).
8	Instale el guardacorreas.
9	Fije el tapón respiradero en el punto de llenado de aceite de la caja de rodamientos y en la cubierta superior del mismo.

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu



PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP

Código: HSE-PRC-07-CO

Fecha: 01/09/2013

Versión: 1

7. Instalación del variador de frecuencia (VSD):

Consulte el manual del VSD para obtener información completa.

Montaje del variador:

PCM recomienda instalar el soporte en una losa de cemento.

Pasos	Acción
1	Taladre los agujeros siguiendo las huellas del soporte para instalar las espigas en el interior.
2	Instale el soporte en la losa de cemento y atomíllelo.
3	Conecte el cable de puesta a tierra. No lo haga sobre el cemento.
4	Monte el techo del soporte utilizando los anillos de manipulación para fijarlo.
5	Monte el variador de frecuencia (VSD) en el alojamiento.



Cableado del accionamiento:

Tierra: El variador tiene que estar conectado a tierra. Para cumplir las normas en vigor acerca de las corrientes de fuga elevadas (3,5 mA aprox.), utilice al menos un conductor de protección de 10 mm² (AWG 6) o 2 conductores de protección con la misma sección transversal que los conductores de alimentación eléctrica AC de la sección de potencia.

Potencia: Asegúrese de que el interruptor esté abierto. Conecte la alimentación eléctrica y el motor al variador tal y como se describe en el manual detallado del VSD.

Sensores: Conecte el sensor de sobrecalentamiento del motor; este equipamiento es obligatorio para proteger el motor contra el exceso de temperatura. Durante una fase de prueba del pozo, puede derivar este sensor con una resistencia de al menos 1,5 kOhm. No obstante, se recomienda altamente (y es obligatorio para los motores ATEX) conectar los sensores de sobrecalentamiento del motor. Conecte otros equipos, si es necesario, tales como indicadores de presión o controles remotos que están disponibles dentro de la oferta de VSD estándar de PCM.

Prensacables: Instale prensacables para garantizar un aislamiento adecuado.

	PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DE BOMBAS PCP	Código: HSE-PRC-07-CO
		Fecha: 01/09/2013
		Versión: 1

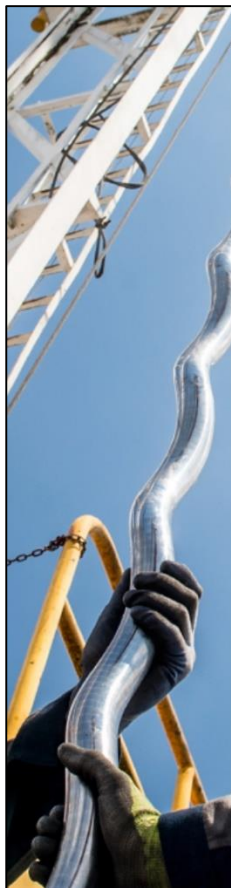
Configuración del variador:

Programe el variador de frecuencia (VSD) de acuerdo con la capacidad del motor, que puede consultarse en el motor mismo, las especificaciones de la red y las condiciones de funcionamiento.

	Parámetros del cliente
Control de cable 2/3	Ajustes de fábrica
Configuración macro	Ajustes de fábrica
Macro personalizado	Ajustes de fábrica
Frecuencia estándar del motor	50 o 60Hz
Potencia nominal del motor	Introduzca KW de la placa de características del motor
Tensión nominal del motor	Introduzca V de la placa de características del motor
Intensidad nominal del motor	Introduzca In de la placa de características del motor
Frecuencia nominal del motor	Introduzca freq de la placa de características del motor
Velocidad nominal del motor	Introduzca Vn de la placa de características del motor
Frecuencia máxima	Ajustes de fábrica
Auto-sintonización	Sí
Estado de auto- sintonización	Ajustes de fábrica
Rotación de fase de salida	Ajustes de fábrica
Intensidad térmica del motor	Introduzca la misma que la intensidad nominal del motor
Aceleración	10
Desaceleración	3
Baja velocidad	20
Alta velocidad	50 / 60 (dependiendo de la red)
Relación de poleas	Conforme a su instalación

PCM Colombia S.A.S - Nit. 900.555.433 - 2
Calle 104 # 14 A - 45 Oficina 302 - Bogotá
Tel. 702 0770 - www.pcm.eu

ANEXO B. Nomenclatura PCM.

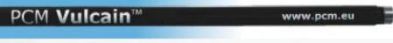


NOMENCLATURA PCM

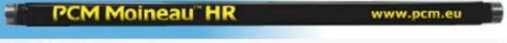



www.pcm.eu

- Ejemplo: **13E2000**
 - 13**: $13 \text{ m}^3/\text{d} @ 100\text{rpm} (\times 6.29 \text{ bls}/\text{m}^3) = 82 \text{ bfpd} @ 100\text{rpm}$
 - E**: Estator de Elastómero
 - 2000**: 2000m columna H₂O; 200 bar (x14.5 psi/bar) = 2900 psi
- Notas:
 - En caso de la tecnología **PCM Vulcain™** se sustituye la "E" por "V", ejemplo: **80V1000**
 - En caso de la tecnología **PCM Moineau™ HR** se agrega **HR** al final, ejemplo: **13E2000HR**

www.pcm.eu

www.pcm.eu

2" EU			2 1/2" EU			3" EU					4" NU					5" CS6				6" BUT		
3E	6E	16E	13E	22E	48E	12E	24E	32E	40E	63E	38E	45E	60E	80E	100E	120E	140E	84E	115E	150E	200E	185E



1 | Nomenclatura PCM

PCM keep it moving

Fuente: PCM Colombia.

ANEXO C. Especificaciones técnicas y operativas de PCP Vulcain™ 80V1000.

PCM
6 boulevard Bineau, 92532 Levallois-Perret, France
Phone: +33 (0) 1.77.68.31.00 - Fax: +33 (0) 1.77.68.31.35
www.pcm.eu

PCM Vulcain™

Specifications

80V1000

Performance

Nominal capacity	0.89 m3/d/rpm	5.6 bpd/rpm
Validated capacity	0.80 m3/d/rpm	5.0 bpd/rpm
Pressure rating	100 bars	1500 PSI
Pressure per cavity	4.8 bars	70 PSI
Number of engaged cavities	21	
Minimum and maximum speed	50/400 rpm	Depending on application
Maximum pump intake free gas	50%	

Stator Specifications

End Connection	4"NUE	Pin / Pin
Stator Outside Diameter	115 mm	4.53 "
Number of elements	3	
Stator length	8.957 m	29 ' 5 "
Stator weight	227 kg	499 lbs

Rotor Specifications

End Connection	1"1/8	Pin
Total length	9.250 m	30 ' 4.5 "
Length of helix	9.080 m	29 ' 9.8 "
Rotor weight	81 kg	178 lbs
Rotor major diameter	56.7 mm	2.23 "
Rotor minor diameter	38.0 mm	1.50 "
Head diameter	57.5 mm	2.26 "
Rotor coating type	Chromium	
Rotor coating thickness		Information upon request

Compatibility guidelines

Minimum tubing size	3"1/2
Recommended pup joint	4"
Minimum casing size	6"5/8

ISO 15136-1 Compliance

Design grade	Not applicable	Not applicable
Quality grade	Not applicable	Not applicable

Rev. 2

Rev. 2

Fuente: PCM Colombia.

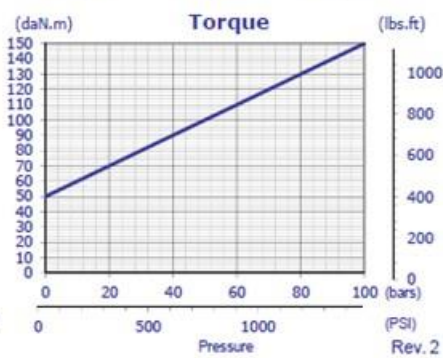
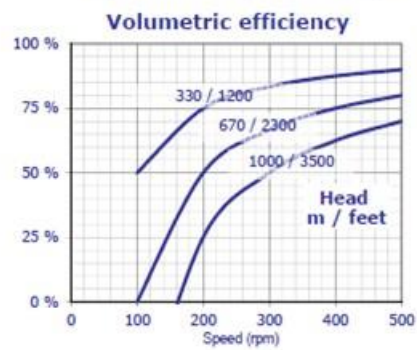
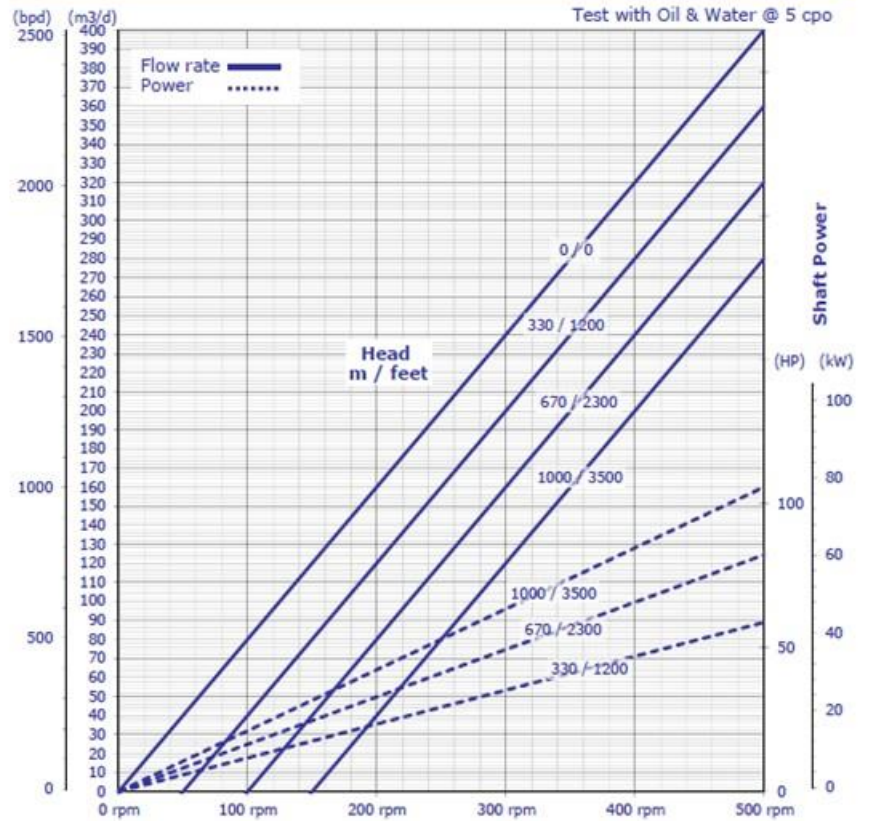


PCM
6 boulevard Bineau, 92532 Levallois-Perret, France
Phone: +33 (0) 1.77.68.31.00 - Fax: +33 (0) 1.77.68.31.35
www.pcm.eu

PCM VulcainTM

Performance chart

80V1000



ANEXO D. Costo de sistema AMPCP.

Fecha :

06/06/2013

Validez :

06/07/2013

REF. PRESUPUESTO : MABO-113409-1

DESCRIPCIÓN : BOMBA VULCAIN ABARCO

COMENTARIOS :

1- Equipo de Superficie (PCM)

No	Código de PCM Código de cliente	Descripción Observaciones	Precio unitario (sin IVA)	Cantidad	Precio total (sin IVA)
1	ORYXCOMPL112PT	ORYX SEAL HT 1 1/2" COMPLETE (Incluye Frame)	19 393 23CO	1	19 393 230,00 COP
2	IBOP1B1BA2HTPT	IBOP HT for 1" 1/2 Polished Rod	13 170 92CO	1	13 170 929,00 COP
Subtotal (sin IVA) :					32 564 159,00 COP

2 - BHA (PCM)

No	Código de PCM Código de cliente	Descripción Observaciones	Precio unitario (sin IVA)	Cantidad	Precio total (sin IVA)
3	SB400Y312BPT	Stop Bushing 4" box x 3" 1/2 pin	780 639,0CO	1	780 639,00 COP
4	AV858AV312PT	Antivibration Sub 9" 5/8 - 3" 1/2	6 248 653CO	1	6 248 653,00 COP
5	080V100C1R	80V1000 - Rotor PCM VULCAIN 1 1/8" Pin	18 699 66CO	1	18 699 660,00 COP
6	080V100-1AA	80V1000 - Stator PCM VULCAIN 4" NU	78 846 86CO	1	78 846 862,00 COP
7	BP312EMPT	End Cap	317 850,0CO	1	317 850,00 COP
		3 1/2" EUE			
Subtotal (sin IVA) :					104 893 664,00 COP

Total Incluyendo transporte (sin IVA) :

137 457 823,00 COP

TOTAL GENERAL (SIN IVA) :

137 457 823,00 COP

Fuente: PCM Colombia.